

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

на тему:

«Проектування електричної мережі та визначення показників якості  
електричної енергії»

Спеціальність 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТ-61

Велитченко В.С.

Керівник

к.ф.-м.н., доцент

Петровський М.В.

Суми 2020

## РЕФЕРАТ

с. 91, рис. 16, табл. 33.

**Бібліографічний опис:** Велитченко В.С. Проектування електричної мережі та визначення показників якості електричної енергії [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.С. Велитченко; керівник М.В. Петровський. –Суми: СумДУ, 2020. – 91 с.

### **Ключові слова:**

Розрахунок параметрів ЛЕП, трансформаторів, вибір обладнання підстанції, РЗА;

Расчет параметров ЛЭП, трансформаторов, выбор оборудования подстанции, РЗА;

Calculation of parameters of power lines, transformers, selection of substation equipment, RPA.

**Об'єкт дослідження:** Електрична мережа з вказаними потужностями навантажень

### **Короткий огляд.**

Мета роботи - необхідно розрахувати параметри електричної мережі, виконати розрахунок електричної частини підстанції, виконати основний релейний захист. Здійснено вибір елементів енергосистеми, ліній електропередач, проводів, трансформаторів, елементів розподільчих пристроїв, компенсаційних пристроїв відповідно до правил та діючих норм. Розраховано релейний захист від струмів короткого замикання. Обрано високовольтний розподільний пристрій підстанції відповідно до умов експлуатації та перевірено на можливість роботи у разі короткого замикання.

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Перелік умовних позначень

АВР – автоматичне включення резерву

ВН – висока напруга

ГЗШ – головна заземлююча шина

ГОСТ – державний стандарт

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

КТП – комплексна трансформаторна підстанція

НВЕ – норми випробування електрообладнання

НН – низька напруга

ПТЕ – правила технічної експлуатації

ПТЕЕП – правила технічної експлуатації електроустановок споживачів

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РП – розподільчі пристрої

ШПФ – швидке перетворення Фур'є

ЯЕЕ – якість електричної енергії

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗМІСТ

Вступ	7
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	8
1.1 Вихідні дані	8
1.2 Розроблення конфігурацій до електричних мереж	9
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А	12
1.4 Післяаварійний режим роботи електричної мережі схеми А	26
1.5 Режим мінімального навантаження електричної схеми А	28
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ	31
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	31
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	34
2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів РУ	37
2.4 Вибір трансформаторів електровимірювальних напруги і струм	43
2.5 Вибір трансформаторів для власних потреб	50
3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	53
3.1 Визначення опорів ділянок ПЛ-10 кВ	54
3.2 Розрахунок струмів спрацювання максимального захисту лінії	56
3.3 Розрахунок у вузлі запобіжника струму короткого замикання	59
3.4. Перевірка струмового захисту за умовами термічної стійкості проводів лінії яка захищається	63
4. РОЗРОБКА СПОСОБУ ВИЗНАЧЕННЯ НАЯВНОСТІ СПОТВОРЕНЬ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	66
4.1. Методи визначення якості електричної енергії	66
4.2 Розроблення способу виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії	70
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ВИМОГИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	83

					БР 3.6.141.528 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата				
Разраб.	Велитченко В.С.				Проектування електричної мережі та визначення показників якості електричної енергії	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Петровський М.В.						5	78
Реценз.						СумДУ ЕТ-61		
Н. Контр.								
Утверд.	Лебединський І.Л.							

5.1 Загальні відомості	83
5.2 Заходи з безпеки під час монтажу кабельних ліній	83
5.3 Заходи зі збереження безпеки під час монтажу повітряних ліній електропередач	84
5.4 Заходи безпеки під час встановлення розподільчих трансформаторів та електричних машин	84
5.5 Виконання робіт у діючих електроустановках	85
5.6 Допуск бригади по ремонту і нагляд за її роботою	85
5.7 Організація служби охорони праці на підприємстві	86
Висновки	88
Список використаної літератури	90

## Вступ

Даним проектом передбачена розробка електричної мережі, що забезпечує споживачів електроенергією, розташованих за відповідними координатами. Також відбувається вибір елементів енергосистеми, ліній електропередач, проводів, трансформаторів, елементів розподільчих пристроїв, компенсаційних пристроїв відповідно до правил та діючих норм.

Надійність мережі перевіряється, у разі надзвичайної ситуації мережа повинна забезпечувати безперебійне постачання електроенергії споживачам відповідних категорій, що підтверджується розрахунками. Всі розрахунки оформлені у вигляді таблиць. Для вибраної підстанції, яка є частиною мережі, потрібно перевірити вибір потужності силових трансформаторів, встановлених на підстанції.

Для забезпечення захисту підстанції ми розраховуємо релейний захист від струмів короткого замикання.

Обираємо високовольтний розподільний пристрій підстанції відповідно до умов експлуатації та перевіряємо їх на можливість роботи у разі короткого замикання.

# 1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Вихідні дані

Завданням передбачено виконання бакалаврської роботи на тему «Проектування електричної мережі та визначення показників якості електричної енергії». Необхідно від потужного джерела електроенергії виконати електропостачання споживачів. Чотири споживачі характеризується високою потужністю, для цих споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі з відносно невеликою потужністю і розташовані неподалік від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, житлові і сільськогосподарські райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	25	-25	27	-13	17	10
Y, мм	22	23	38	42	27	20
P <sub>max</sub> , МВт	56	70	76	72	0,527	0,752
cos f	0,78	0,8	0,85	0,9	0,92	0,80
T <sub>нб</sub> , годин	5210	3890	3730	5720	5240	4180
Категорія	I	I	I	I	II	II

Додаткова початкова інформація про розміщення та споживачів приведена в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	A
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	2
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	1
Частка всіх навантажень в номінальному режимі $P_{\min}$ по відношенню до максимального $P_{\max}$	0,5

## 1.2 Розроблення конфігурацій електричних мереж

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою (1.1):

$$S_{\max} = P_{\max} + jP_{\max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

де  $P_{\max}$  – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою (1.2):

$$S_{\min} = [P_{\max} + jP_{\max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{\min} \quad (1.2)$$

де  $K_{\min}$  – частка всіх навантажень в номінальному режимі  $P_{\min}$  по відношенню до максимального  $P_{\max}$ .

Характеристики споживачів із визначеною повною потужністю занесемо до табл. 1.3



Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із визначеною повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	25	-25	27	-13	17	10
Y, мм	22	23	38	42	27	20
S <sub>max</sub> , МВА	56+44,928j	70+52,5j	76+47,101j	72+34,87j	0,527+0,225j	0,752+0,564j
S <sub>min</sub> ,МВА	28+22,464j	35+26,25j	38+23,55j	36+17,436j	0,264+0,112j	0,376+0,282j
cos f	0,78	0,8	0,85	0,9	0,92	0,8
Тнб, годин	5210	3890	3730	5720	5240	4180
Категорія	I	I	I	I	II	II

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; затримка в живленні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення електропостачання. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел електропостачання; перерва в їх живленні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути допустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів II категорії дозволено живлення однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби.

За даними, які характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рис. 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

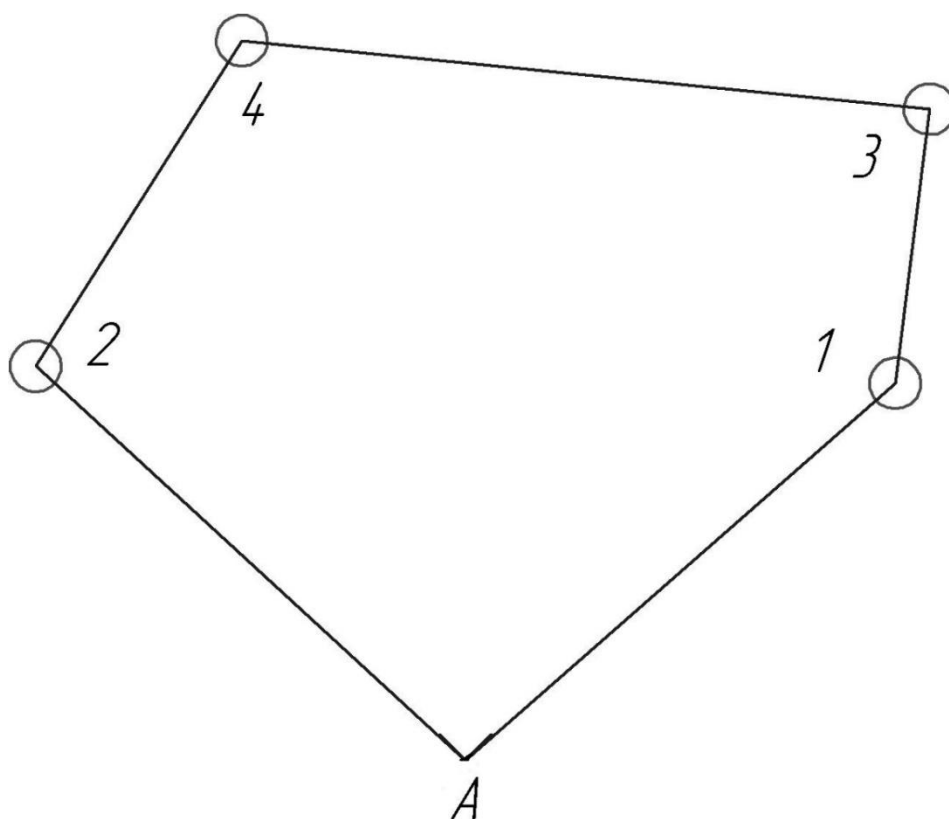


Рисунок 1.1 – Схема А

На рис. 1.2 зображено з'єднання споживачів 5 і 6.

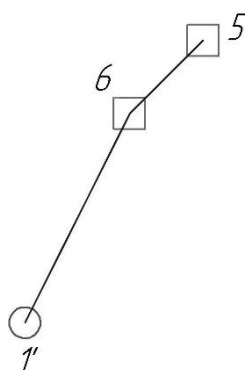


Рисунок 1.2 – З'єднання споживачів 5 і 6

При розробці з'єднань електричних мереж необхідно враховувати такі умови:

- доцільно виділити підстанції, споживачам яких необхідно 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- по можливості потрібно виключити потоки потужності до джерела живлення;

- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до надходження електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

### 1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

Визначення довжин ліній для схеми А

Визначаємо довжини ліній з урахуванням коефіцієнту перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.3):

$$L = l \cdot k_L \cdot k_m \quad (1.3)$$

де:  $l$  – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

$k_L$  – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [2, ст. 9],  $k_L \approx 1,25$ .

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт  $k_{\text{цеп}}$ .

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}}$$

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$ , для ВЛ 110 кВ на дволанцюгових залізобетонних опорах  
Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 1.4

Таблиця 1.4 – Дійсні довжини ліній

лінія	довжина, км	коефіцієнт провисання
A-2	84,925	1,25
2-4	56,175	1,25
4-3	100,5	1,25
3-1	40,3	1,25
1-A	83,25	1,25
1-6	3,294	1,45
6-5	1,436	1,45

Розрахунок напруг та струмів на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А

Для розрахунку напруг та струмів на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.2, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами (1.4):

Для мережі високої напруги

$$S_{A2} = \frac{S_2(L_{24}+L_{43}+L_{31}+L_{1A})+S_4(L_{43}+L_{31}+L_{1A})+S_3(L_{21}+L_{1A})+S_1L_{1A}}{L_{A2}+L_{24}+L_{43}+L_{31}+L_{1A}} \quad (1.4)$$

$$S_{A1} = \frac{S_1(L_{24} + L_{43} + L_{31} + L_{A2}) + S_3(L_{43} + L_{24} + L_{2A}) + S_4(L_{24} + L_{A2}) + S_2L_{A2}}{L_{A2} + L_{24} + L_{43} + L_{31} + L_{1A}}$$

$$S_{24} = S_{A2} - S_2$$

$$S_{13} = S_{A1} - S_1$$

$$S_{34} = S_{13} - S_3$$

де  $S_2, S_4, S_3, S_1$  – відповідні потужності споживачів, МВА;

$L_{A2}, L_{24}, L_{43}, L_{31}, L_{1A}$  – відповідні лінії, які з'єднують споживачів

$S_2, S_4, S_3, S_1$ , км.

Для мережі низької напруги

$$S_{65} = S_5$$

$$S_{16} = S_{65} + S_6$$

Знаючи потужності які протікають по лініях та їх довжини визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.5):

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.5)$$

де  $U$  – напруга відповідної лінії, кВ;

$L$  – довжина відповідної лінії, км;

$P$  – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Визначаємо струм в лініях за формулою (1.6):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.6)$$

де  $I$  – струм у відповідній лінії, А;

$S$  – повна потужність лінії, МВА;

$U_n$  – обрана номінальна напруга.

За методом економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.7):

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.7)$$

де  $F_e$  – економічний переріз проводу, мм<sup>2</sup>;

$I_m$  – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

$j_e$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

У даному проекті для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>

Проводи	Т <sub>нб</sub> , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізолювані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 1.6 приведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	струм, А	Напруга за формулою Іларіонова
		при U=220 кВ	U <sub>розр</sub> , кВ
A-2	136,813+88,133 j	427,088	203,44
2-4	66,813+35,633j	198,715	146,934
4-3	5,187-0,761j	13,759	45,318
3-1	82,466+47,128j	249,265	152,993
1-A	138,466+92,055j	436,357	203,865
6-5	0,527+0,225j	-	14,014
1-6	1,279+0,789j	-	21,788

З перерізу проводу бачимо, що при U<sub>ном</sub>=110 кВ потрібні проводи з перерізом більше 240 мм<sup>2</sup>. Саме тому для мережі обираємо напругу U<sub>ном</sub>=220 кВ.

У табл. 1.7 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу проводу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

лінія	струм, А	напруга, кВ	переріз, мм <sup>2</sup>		допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
A-2	427,088	220	388,262	АС-300/39	710
2-4	198,715	220	180,65	АС-240/32	605
4-3	13,759	220	12,508	АС-240/32	605
3-1	249,265	220	226,604	АС-240/32	605
1-A	436,357	220	396,688	АС-300/39	710
1-6	43,374	10	39,431	2хАС-35/6,2	175
6-5	16,536	10	15,033	2хАС-35/6,2	175

### Вибір трансформаторів для схеми А

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів за формулою (1.8). При цьому на одотрансформаторній підстанції потужність трансформатора не повинна бути менше максимальної потужності споживачів, що живляться від нього.

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{мах}}} \quad (1.8)$$

де  $S_{T_{\text{ном}}}$  – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$  – потужність одотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\max}}$  – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двохтрансформаторній підстанції повинна повністю забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного з трансформаторів вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою (1.9):

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\max}}}{1,4} \quad (1.9)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою (1.10):

$$K_z = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (1.10)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дає змогу визначити можливість збільшення потужності споживачів чи розширення мережі.

Для споживачів І категорії потрібно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів ІІ категорії рекомендовано встановлювати по два трансформатори на підстанцію; допускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 24 годин. Результати вибору трансформаторів занесено до табл. 1.8



Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів для схеми А

ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S <sub>розр</sub> (1- го тр-ра), МВА	S <sub>ном</sub> (1- го тр-ра), МВА	K <sub>з</sub>	Марка тр-ра
1	73,286	I	2	52,347	63	0,58	ТРДЦН-63000/220
2	87,5	I	2	62,5	63	0,7	ТРДЦН-63000/220
3	89,412	I	2	63,876	63	0,71	ТРДЦН-63000/220
4	80	I	2	57,143	63	0,64	ТРДЦН-63000/220
5	0,573	II	1	0,573	0,63	0,91	ТМ-630/10
6	0,94	II	2	0,671	0,63	0,75	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому збільшити мережу та підключити нових споживачів електроенергії.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.11):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.11)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}$$

де  $R_T$  та  $X_T$  – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

$\Delta P_K$  - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{BH}$  – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

$U_K$  – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [7] показано у табл. 1.9 та 1.310

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		U <sub>ном</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	Регулювання напруги		R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	пт
		ВН	НН					к-ть ступенів	% на ступінь				
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	4	100,76	504	20,9

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U <sub>ном</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	пт
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	1,91	8,73	12,6	25

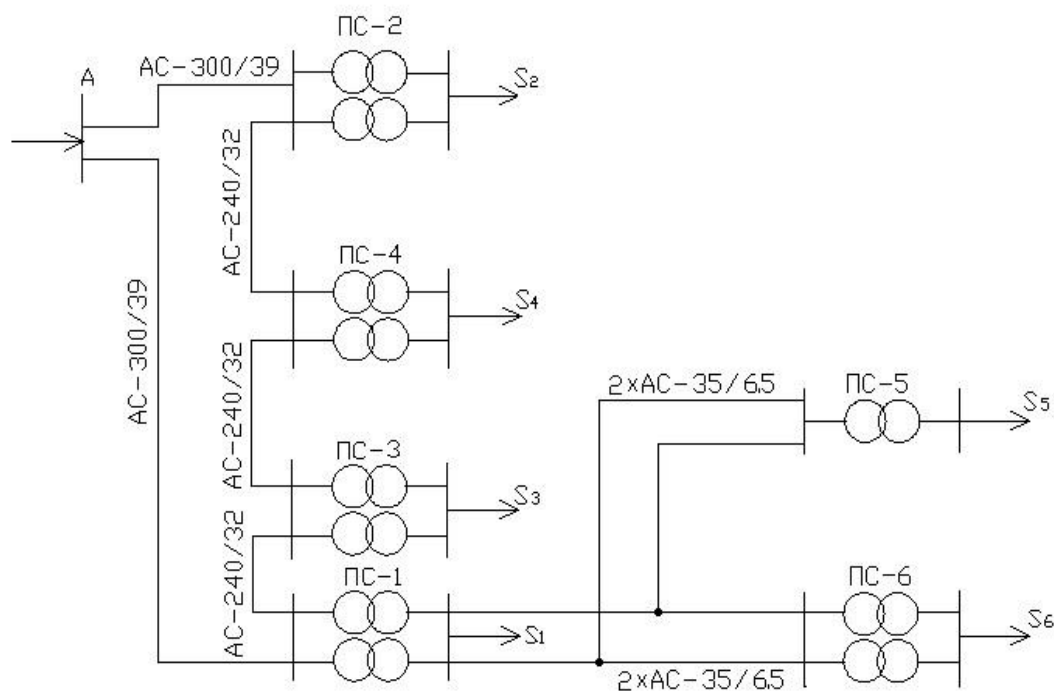


Рисунок 1.3. Принципова електрична схема мережі А

Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 3.6.141.528 ПЗ

Лист

19

Активний та реактивний опір лінії, за формулою (1.12) Ом:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l_i \quad (1.12)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l_i$$

де  $R_{\text{л}}$  та  $X_{\text{л}}$  – активний та реактивний опори лінії, Ом;  $l_i$  – довжина лінії, км.

Повний опір лінії за формулою (1.13), Ом:

$$Z_{\text{л}} = R_{\text{л}} + j \cdot X_{\text{л}} \quad (1.13)$$

Зарядна потужність лінії (1.14):

$$Q_{\text{л}} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{ном}}^2 \quad (1.14)$$

де  $b_0$  – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

Для лінії 10 кВ зарядна потужність має невелике значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків відображено в табл. 1.11

Таблиця 1.11 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q <sub>л</sub> , МВАр	Z <sub>л</sub> , Ом
			Z <sub>0</sub> , Ом/км	b <sub>0</sub> <sup>*</sup> , См/км		
A-2	84,925	АС-300/39	0,096+0,429j	2,64	5,343	8,32+36,43j
2-4	56,175	АС-240/32	0,118+0,435j	2,6	3,535	6,63+24,44j
4-3	100,5	АС-240/32	0,118+0,435j	2,6	6,323	11,86+43,72 j
3-1	40,3	АС-240/32	0,118+0,435j	2,6	2,536	4,76+17,53j
1-A	83,25	АС-300/39	0,096+0,429j	2,64	5,238	8,159+35,714j
1-6	3,294	2хАС-35/6,2	0,777	-	0	2,56
6-5	1,436	2хАС-35/6,2	0,777	-	0	1,12

Примітка:

\* $b_0$  необхідно домножити на коефіцієнт  $10^{-6}$ .

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.15):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (1.15)$$

де:  $P$  - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$Z$  - опір ділянки, Ом.

Розрахунок коефіцієнта падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [5].

Розрахунок коефіцієнта напруги проводимо за формулою (1.16):

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.16)$$

де  $P$  – активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$R$  та  $X$  – активний та реактивний опір, Ом;

$U_{i+1}$  - напруга у вузлі, кВ;

$U_i$  - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення визначаємо за формулою (1.17), %:

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.17)$$

Визначаємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.2.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки потікорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях вказано у табл. 1.312 Результати розрахунку напруг у вузлах мережі вказано у табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Sкінцева, МВА	ΔS, МВА	Sпочаткова, МВА
A-2	143,405+93,051j	5,025+21,998j	148,43+109,705j
2-4	70,246+37,926j	0,873+3,218j	71,119+41,143j
4-3	5,847-6,932j	0,02+0,074j	5,867-6,858j
3-1	85,554+39,48j	0,872+3,216j	86,426+42,696j
1-A	145,228+86,923j	4,829+21,138j	150,057+102,823j
1-6	1,334+0,879j	0,125	1,459+0,879j
6-5	0,557+0,258j	0,007	0,564+0,258j
1-1'	57,459+45,807j	1,343+6,194j	58,802+52j
2-2'	70+52,5j	2,287+8,286j	72,287+60,786j
3-3'	76+47,101j	3,687+8,097j	79,687+55,198j
4-4'	72+34,871j	4,093+5,98j	76,093+40,851j
5-5'	0,527+0,225j	0,03+0,034j	0,557+0,258j
6-6'	0,752+0,564j	0,017+0,057j	0,769+0,621j
A	298,488+212,528j		

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	220	230	
1	220	209,634	
2	220	208,171	
3	220	204,2	
4	220	201,2	
5	10	9,937	
6	10	9,627	
1'	10	10,03	
2'	10	9,956	
3'	10	9,766	
4'	10	9,623	
5'	0,38	0,397	
6'	0,38	0,385	

Точка потікорозподілу активної енергії: 4

Точка потікорозподілу реактивної енергії: 3

На рисунку 1.4 вказано схему заміщення мережі А.

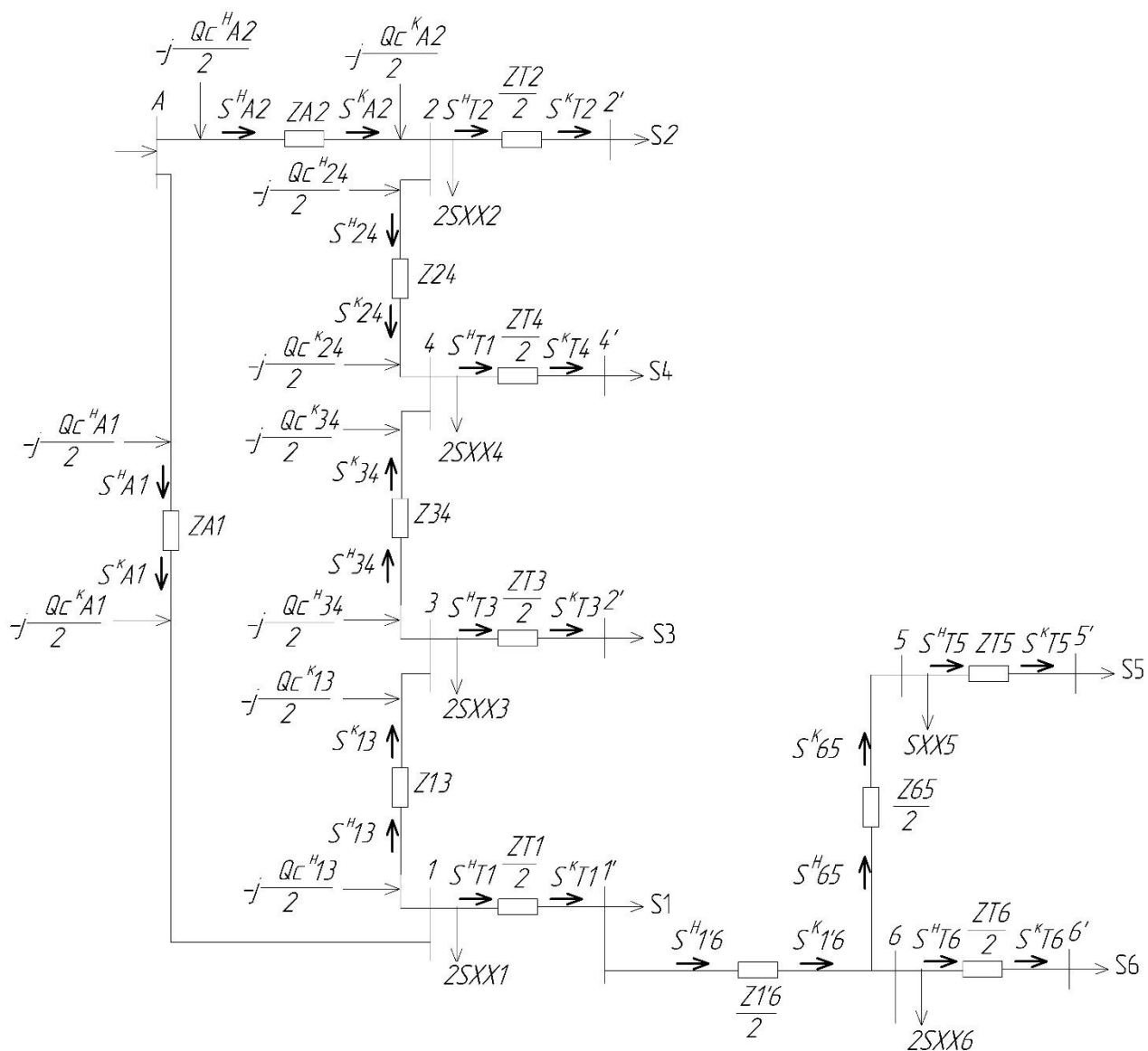


Рис. 1.4 – Схема заміщення мережі А

### Розрахунок втрат електроенергії у схеми А

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах, час найбільших втрат.

Час найбільших втрат електроенергії визначаємо за формулою (1.18):

$$\tau = (0,124 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (год)} \quad (1.18)$$

де  $T_{\text{НБ}}$  – час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях знаходимо за формулою (1.19):

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left( \frac{|S_{\text{Л}i}^{\text{H}}|}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i \quad (1.19)$$

Втрати в трансформаторах знаходимо за формулою (1.20):

$$\Delta W_{\text{T}} = \left( \frac{|S_{\text{T}i}^{\text{H}}|}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i + \Delta P_{\text{xx}i} \cdot 8760 \quad (1.20)$$

Загальна енергія, що виробляється за формулою (1.21):

$$W = 2615000 \text{ (МВт – годин)} \quad (1.21)$$

Відсоток втрат у мережі А за формулою (1.22):

$$\partial W = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = 1,796\% \quad (1.22)$$

Результати вносимо до табл. 1.14

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Таблиця 1.14 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка / підстанція	T <sub>нб</sub> (годин)	τ (годин)	ΔW (МВт-годин)
A-2	4798	3193,19	18705,679
2-4	5720	4243,48	3923,248
4-3	5720	4243,48	84,696
3-1	3866	2284,27	2085,538
1-A	4405	2791,19	15568,578
T1	5196	3628,39	2281,586
T2	3890	2305,36	2213,83
T3	3730	2163,79	2505,068
T4	5720	4243,48	2424,822
T5	5240	3678,36	35,751
T6	4180	2573,37	43,43
Разом:			49570

#### 1.4. Післяаварійний режим роботи електричної схеми А

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів І категорії може бути допустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів ІІ категорії при може бути допустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями виїзної оперативної бригади або чергового персоналу.

У післяаварійному режимі напруга що на джерелі живлення приймається рівною режиму максимальних навантажень.

У аварійному режимі у відповідності з правилами дозволяється відхилення від номінальної напруги  $\pm 10\%$ .

Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму занесено у табл. 1.15

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Ділянка	$S_{кінцева}$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S_{початкова}$ , МВА	$I_{розр}$ , А	$I_{доп}$ , А
A-2	202,455+187,295j	13,08+57,259j	215,535+239,211j	692,73	710
2-4	126,018+120,089j	4,15+15,299j	130,168+135,387j	509,56	605
4-3	119,975+101,345j	6,043+22,279j	126,018+123,623j	426,226	605
3-1	117,605+101,465j	2,37+8,738j	119,975+110,204j	192,326	605
1-A	0	0	0	0	0
1-6	1,33+0,879j	0,062	1,392+0,879j	43,37	175
6-5	0,557+0,258j	0,004	0,561+0,258j	16,536	175
1-1'	57,392+45,807j	1,343+6,194j	58,7362+52j		
2-2'	70+52,5j	2,287+8,286j	72,287+60,786j		
3-3'	76+47,10j	3,687+8,097j	79,687+55,198j		
4-4'	72+34,871j	4,093+5,98j	76,093+40,851j		
5-5'	0,527+0,225j	0,03+0,034j	0,557+0,258j		
6-6'	0,752+0,564j	0,017+0,057j	0,769+0,621j		
A	215,369+239,08j				

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму вказано у таблиці 1.16

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-3, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регульовальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на малій відстані, це зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	220	242	
1	220	164,223	
2	220	215,135	
3	220	178,035	
4	220	196,045	
5	10	9,969	
6	10	9,822	
1'	10	9,175	4
2'	10	10,289	
3'	10	9,01	3
4'	10	9,376	
5'	0,38	0,399	
6'	0,38	0,393	

### 1.5. Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням потужність споживачів дорівнює за формулою (1.23):

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (1.23)$$

де  $P_{max}$  – потужність максимального режиму;

$K_{min}$  – частка всіх навантажень в номінальному режимі  $P_{min}$  по відношенню до максимального  $P_{max}$ .

Розрахунок здійснюєм аналогічно попереднім пунктам. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму вказано у таблиці.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	$S_{кінцева}$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S_{початкова}$ , МВА
A-2	70,24+37,366j	1,088+4,765j	71,328+36,787j
2-4	34,346+16,435j	0,199+0,732j	34,545+17,167j
4-3	2,8-6,606j	0,013+0,047j	2,813-6,56j
3-1	41,857+10,912j	0,184+0,678j	42,041+11,589j
1-A	71,186+29,008j	0,996+4,36j	72,182+28,13j
1-6	0,657+0,424j	0,03	0,686+0,424j
6-5	0,273+0,124j	0,002	0,274+0,124j
1-1'	28,686+22,888j	0,452+2,304j	29,145+25,193j
2-2'	35+26,25j	0,695+2,827j	35,695+29,077j
3-3'	38+23,55j	1,045+2,78j	39,045+26,331j
4-4'	36+17,436j	1,146+2,251j	37,146+19,687j
5-5'	0,264+0,112j	0,009+0,012j	0,273+0,124j
6-6'	0,376+0,282j	0,006+0,018j	0,382+0,03j
A	143,51+64,918j		

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму вказано у таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

вузол	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ	ступінь РПН
A	220	220	
1	220	213,024	
2	220	211,466	
3	220	211,156	
4	220	208,428	
5	10	9,969	

Продовження таблиці 1.18

6	10	9,824	
1'	10	10,188	
2'	10	10,114	
3'	10	10,099	
4'	10	9,968	
5'	0,38	0,399	
6'	0,38	0,393	

## 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

### 2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанції були вибрані два трансформатори ТРДЦН 63000/220.

Таблиця 2.1

$S_{\text{ном.нав}}$ , МВА	$X_C$ , Ом	$X_{L1}$ , Ом	$X_{L2}$ , Ом	$t$ , °C
80	5	24	44	-10

Будуємо графік навантаження.

Відсотки навантаження наведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_n, \%$	50	40	55	85	95	95	80	95	95	120	130	110

З урахуванням допустимого аварійного перевантаження на 40% вище за номінальне значення потужність трансформатора складає (2.1):

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.нав}}}{k_{\text{ан}}} = \frac{80}{1.4} = 57.14 \text{ МВА} \quad (2.1)$$

Приймаємо стандартну потужність трансформатора 63 МВА.

Визначаємо значення навантажень для кожного періоду часу (2.2).

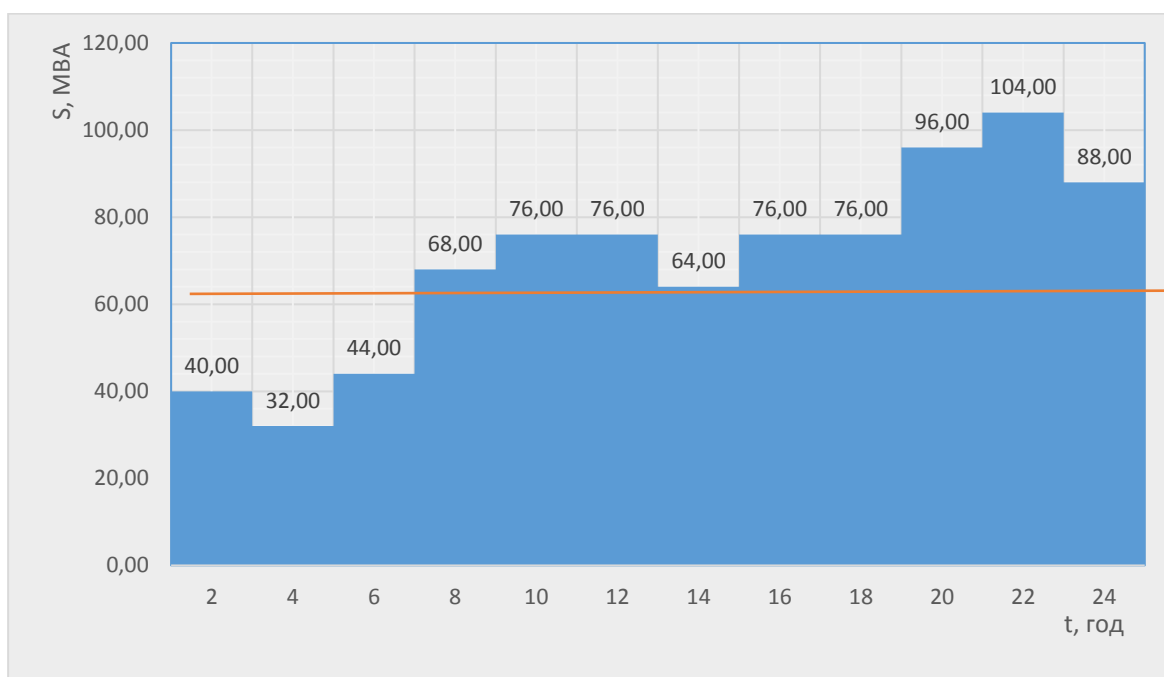
$$S_i = \frac{S_{\text{спож}} \cdot \%}{100} \quad (2.2)$$

Результати заносимо до табл. 2.3:

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблиця 2.3

Годин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня, МВА	40	32	44	68	76	76	64	76	76	96	104	88



Рисинок.2.1-Графік навантаження підстанції.

На графіку навантаження проведена лінія номінальної потужності трансформатора 63 МВА, яка ділить графік на дві частини: недовантаження і перевантаження після чого графік перетворюється в еквівалентний двоступінчастий.

Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою (2.3):

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.3)$$

де  $S_1, S_2, \dots S_n$  – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;  $t_1, t_2, \dots t_n$ , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{40^2 \cdot 2 + 32^2 \cdot 2 + 44^2 \cdot 2}{6}} = 0.62$$

Подібно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але для цього беруться ступені, що вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2' = \frac{1}{S_{HOM}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де  $S_1, S_2, \dots S_n$  – навантаження, що знаходиться вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{68^2 \cdot 2 + 76^2 \cdot 8 + 64^2 \cdot 2 + 96^2 \cdot 2 + 104^2 \cdot 2 + 88^2 \cdot 2}{18}} = 1.292$$

Максимальне перевантаження трансформатора знаходиться за формулою (2.4):

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{HOM}} = \frac{104}{63} = 1.651 \quad (2.4)$$

де  $S_{MAX}$  – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Визначене попереднє значення  $K_2'$  порівнюється зі значенням  $0.9K_{max}$  вихідного графіка за формулою (2.5).

$$0.9 \cdot K_{MAX} = 0.9 \cdot 1.651 = 1.486 \quad (2.5)$$



Якщо  $K_2' \leq 0.9 \cdot K_{MAX}$ , остаточно беремо  $K_{2_{реал}} = 1.486$ .

За ГОСТом 14209-85 з врахуванням еквівалентної температури ( $-10^\circ \text{C}$ ) і часу перевантаження  $t = 18$  годин, для аварійного режиму та трансформаторів із системою охолодження ДЦ.

	0.6	0.7		0.62
12	1.26	1.26	18	1.224
24	1.2	1.2		

$$K_{2_{гост}} = 1.224$$

Порівнюємо значення  $K_2$  за ГОСТом і реальне. Значення  $K_2$  за ГОСТом ( $K_{2_{гост}} = 1.224$ ) менше, ніж реальне ( $K_{2_{реал}} = 1.486$ ), це означає що трансформатор ТРДЦН 63000/220 не задовольняє, беремо наступний за шкалою номінальних значень ТДЦ 80000/220.

## 2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для вірного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція отримує живлення за двома прохідними лініями: схема заміщення для визначення струмів короткого замикання наведена на рис 2.2

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць.  $X_T = 80.5 \text{ Ом}$

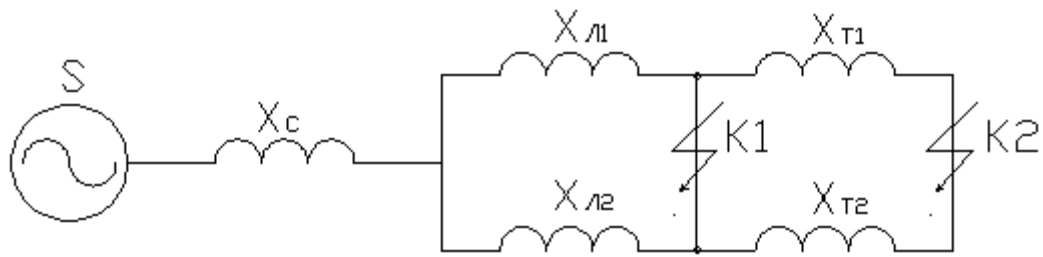


Рисунок.2.2 - Схема заміщення для визначення струмів короткого замикання

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$  за формулою (2.6):

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot \left( X_c + \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} \right)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot \left( 5 + \frac{24 \cdot 44}{24 + 44} \right)} = 6.187 \text{ кА} \quad (2.6)$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони (2.7):

$$I_{K2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \left( X_c + \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} + \frac{X_T}{2} \right)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot \left( 5 + \frac{24 \cdot 44}{24 + 44} + \frac{80.5}{2} \right)} = 2.09 \text{ кА} \quad (2.7)$$

Реальний СКЗ у точці  $K_2$  (2.8):

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 2.09 \cdot \frac{220}{10} = 45.98 \text{ кА} \quad (2.8)$$

Ударний струм:

- у точці  $K_1$ ,  $I_y = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 6.187 = 14.087 \text{ кА}$
- у точці  $K_2$ ,  $I_y = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 45.98 = 104.691 \text{ кА}$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення:

$$I_{n\tau} = I_{K1} = 6.187 \text{ кА}$$

$$I_{n\tau} = I_{K2} = 45.98 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача (2.9):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (2.9)$$

де  $T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової

для  $K_1 - T_a = 0.025 \text{ с.}, t = 0.06 \text{ с.},$

для  $K_2 - T_a = 0.05 \text{ с.}, t = 0.1 \text{ с.}$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$\text{- для } K_1 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 6.187 \cdot e^{-\frac{0.06}{0.025}} = 0.794 \text{ кА}$$

$$\text{- для } K_2 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 45.98 \cdot e^{-\frac{0.1}{0.05}} = 8.8 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \quad B_R = I_{K1}^2 (t + T_a) = 6.187^2 \cdot (0.06 + 0.025) = 3.254 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$\text{для } K_2 \quad B_R = I_{K2}^2 (t + T_a) = 45.98^2 \cdot (0.1 + 0.05) = 317.124 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Таблиця 2.4 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_K$ , $\text{кА}^2 \text{с}$
Шини 220 кВ ( $K_1$ )	6.187	14.087	6.187	0.794	3.254
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	45.98	104.691	45.98	8.8	317.124

### 2.3. Вибір високовольтних електричних апаратів РУ і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати обираються за умови тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань.

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- ввідні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикач ліній, що відходять, 10 кВ;
- роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори струму і напруги 220 кВ і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 220 кВ і 10 кВ.

Аби вибрати апарати і струмоведучі частини необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Розрахунок струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішньому боці (2.10)

$$I_{220\max} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1.4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 293.93 \text{ А} \quad (2.10)$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ (2.11)

$$I_{10}^B = \frac{1.4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1.4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6.466 \text{ кА.} \quad (2.11)$$

Струм у колі секційного вимикача (2.12)

$$I_{10}^{CB} = \frac{0.7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{0.7 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233 \text{ А.} \quad (2.12)$$

Струм у колі лінії, що відходить (2.13)

$$I_{10}^{omx} = \frac{1.4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n} = \frac{1.4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 646.6 \text{ А.} \quad (2.13)$$

де n – кількість ліній, що відходять від підстанції.

Вибираємо вимикачі на боці вищої напруги.

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.5 - 2.9 Каталогні параметри вимикача узяті із довідника. [5].

$$I_{аном} = \frac{\beta\%}{100\%} \cdot I_{відкл} \cdot \sqrt{2}; B_k = I_t^2 \cdot t$$

$B_k$  - Інтеграл Джоуля

$I_t$  - струм термічної стійкості

t – час термічної стійкості

Таблиця 2.5- Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	293.93 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6.187 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	14.087 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{откНом}$	6.187 кА	31.5 кА
$I_{a\tau} \leq I_{аном}$	0.794 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3.254 кА <sup>2</sup> ·с	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Було обрано повітряний вимикач типу ВВБМ-220Б-31.5/2000У1.

Вибраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Таблиця 2.6 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	6466 А	9500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	45.98 кА	105 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	104.691 кА	300 кА
$I_{н\tau} \leq I_{откНом}$	45.98 кА	105 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	8.8 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	317.124 кА <sup>2</sup> ·с	32 400 кА <sup>2</sup> ·с

Було обрано вимикач типу МГУ-20-90/9500УЗ. Вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Таблиця 2.7 - Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	5000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	45.98 кА	64 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	104.691 кА	170 кА
$I_{н\tau} \leq I_{откНом}$	45.98 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	8.8 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	317.124 кА <sup>2</sup> ·с	16 384 кА <sup>2</sup> ·с

Було обрано секційний вимикач типу МГГ-10-5000-63УЗ. Вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Таблиця 2.8 - Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	646.6 А	5000 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	45.98 кА	64 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	104.691 кА	170 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	45.98 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	8.8 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	317.124 кА <sup>2</sup> ·с	16 384 кА <sup>2</sup> ·с

На лінії, що відходить, встановлюємо вимикач МГГ-10-5000-63УЗ.

У табл. 2.9 приведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.9 - Вибір роз'єднувачів 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	293.93 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	14.087 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3.254 кА <sup>2</sup> ·с	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Вибрано до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНД-220/630 Т1.

Вибираємо шини розподільних пристроїв (РП)

Для ошиновки в РП 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими проводами. Обираються ці шини за наступними умовами:

- економічна щільність струму  $q_{\text{розрах}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e}$ , де  $j_e$  — економічна щільність струму;  $j_e = 1.1$ , для неізолюваних алюмінієвих проводів (2.14)

$$q_{\text{розрах}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e} = \frac{293.93}{1.1} = 267.2 \text{ мм}^2 \quad (2.14)$$

По умові вибираємо провід АС-300/48.

- перевірка на допустимий струм  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$

$$293.93 \text{ А} \leq 690 \text{ А}, \text{ умова виконується.}$$

- перевірка на термічну стійкість при КЗ

$$q_{\text{min}} \leq q_{\text{розрах}}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{ де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кА} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{3.254}}{91 \cdot 10^{-3}} = 19.82 \text{ мм}^2, \text{ умова виконується.}$$

- перевірку гнучких шин на електродинамічну стійкість при КЗ не робимо, так як виконується умова:  $I_{\text{КЗ}}^{\text{ВН}} = 6.187 < 20 \text{ кА}$
- перевірка за умовами коронування: для напруги 220 кВ за умовами корони повинні використовуватися одиночні проводи марки АС-600/72, або 3×АС-150/24.

Остаточню обираємо до встановлення провід АС-600/72,  $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$

Для закритих РП 10 кВ використовують жорсткі шини. Вибір перетину проводять за допустимим струмом.

Обираємо коробчасті шини 200x90x14,  $I_{\text{доп}}=7550 \text{ А} > 6466 \text{ А}$ ,  $J=1930 \text{ див}^4$ ,  $W_{y0y0}=422 \text{ см}$ ,  $W_{yy}=40 \text{ см}$ ,  $q=2 \times 3435 \text{ мм}^2$ ,

$$v_{\text{доп}} = 70^\circ\text{С}, v_{\text{факт}} = -10^\circ\text{С}, v_{\text{норм}} = 25^\circ\text{С}.$$

Де  $J$  - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, див;

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



$q$  - поперечний переріз шини, мм<sup>2</sup>;

$W_{y_0y_0}$  — момент опору двох зрощених шин, см;

$W_{yy}$  — момент опору однієї шини, см.

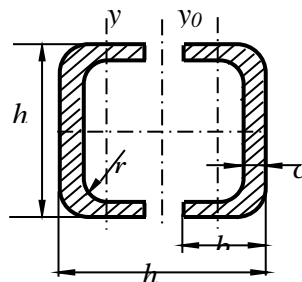


Рис.2.3 - Шини коробчастого перерізу

З урахуванням температури навколишнього середовища вводиться поправка на  $I_{\text{доп}}$  (2.15):

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{факт}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{норм}}}} = 7550 \cdot \sqrt{\frac{70 - (-10)}{70 - 25}} = 7.549 \text{ кА} \quad (2.15)$$

Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливе виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливальних шин менше 30 та більше 200 Гц. Частота власних коливальних для алюмінієвих шин розраховується за формулою (2.16).

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{I}{q}} = \frac{173.2}{1.5^2} \sqrt{\frac{1930}{2.3435 \cdot 10^{-2}}} = 408 \text{ Гц}, > 200 \text{ Гц} \quad (2.16)$$

де  $l$  - довжина прольоту між ізоляторами  $l=1.5$  м;

Умовою механічної міцності шин є

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

де  $\sigma_{\text{расч}}$  - розрахунковий механічний напружок у матеріалі шин, МПА,

$\sigma_{\text{доп}} = 75$  МПА - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінію марки ДДЗТ.

Визначимо розрахункову механічну напругу за формулою (2.17):

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 l^2}{W_{y0y0} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(104.691 \cdot 10^3)^2 1.5^2}{422 \cdot 0.8} = 1.27 \text{ МПа} \quad (2.17)$$

де  $a = 0.8 \text{ м}$  - відстань між фазами.

$$1.27 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Визначимо силу взаємодії між швелерами (2.18):

$$f_n = 0.5 \cdot \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0.5 \cdot \frac{(104.691 \cdot 10^3)^2}{0.125} \cdot 10^{-7} = 4384 \text{ Н/м} \quad (2.18)$$

Визначаємо максимальну відстань між місцями зварювання швелерів (2.19):

$$l_{\text{пмах}} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{расч}}) \cdot W_{yy}}{f_n}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (75 - 1.27) \cdot 40}{4384}} = 2.84 \text{ м} \quad (2.19)$$

#### 2.4. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для роботи електричних вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У цьому проекті релейний захист детально не розроблений, тому перевірка трансформаторів при вторинному навантаженні проводиться з урахуванням включення лише вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора від нижчої напруги встановлюємо амперметр, варметр, вольтметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шини 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на вихідних лініях 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму відображено у табл. 2.10

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблиця 2.10 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0.5	0.5	0.5
Ватметр	Д350	1.5	0.5	-	0.5
Варметр	Д345	1.5	0.5	-	0.5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2.5	-	2.5
Лічильник реактивної енергії	СР4	1.5	2.5	-	2.5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6.5	0.5	6.5
Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикач на НН			0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0.5	0.5	0.5

Таблиця 2.11 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	293.93 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	14.087 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3.254 кА <sup>2</sup> ·с	300 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0.82 Ом	1.2 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 220Б-І, використовуючи довідник.

Для перевірки за вторинним навантаженням розраховуємо опір приладів за формулою (2.20):

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом} \quad (2.20)$$

Тоді опір сполучних проводів не перевищує розрахований за формулою (2.21):

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K, \quad (2.21)$$

де:  $Z_{ном}$  - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 1.2 - 0.02 - 0.1 = 1.08 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності не може бути менше ніж  $4 \text{ мм}^2$  для алюмінієвих жил, обираю  $4 \text{ мм}^2$ .

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 100 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де:  $\rho$  - питомий опір алюмінію,  $0.0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ,

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{np} = \frac{0.0283 \cdot 100}{4} = 0.7 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола (2.22)

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0.02 + 0.1 + 0.7 = 0.82 \text{ Ом}, \quad (2.22)$$

що менше ніж 1.2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0.5.

Трансформатор струму ТФЗМ 220Б-І повністю задовільняє умови вибору.

Таблиця 2.12 - Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	6466 А	8000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	104.691 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	317.124 кА <sup>2</sup> ·с	-
$Z_H \leq Z_{H.\text{ном}}$	0.64 Ом	1.2

Вибираємо трансформатор струму ТШВ 15, використовуючи довідник.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів за формулою (2.23)

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{6.5}{5^2} = 0.26 \text{ Ом}. \quad (2.23)$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою (2.24):

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_K \quad (2.24)$$

де:  $Z_{\text{ном}}$  - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 1.2 - 0.26 - 0.1 = 0.84 \text{ Ом.} \quad (2.24)$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності не може бути менше ніж  $4\text{мм}^2$  для алюмінієвих жил, обираю  $4\text{мм}^2$ .

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де:  $\rho$  - питомий опір алюмінію,  $0.0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ,

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{np} = \frac{0.0283 \cdot 40}{4} = 0.28 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0.26 + 0.1 + 0.28 = 0.64 \text{ Ом,}$$

що менше ніж 1.2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0.5.

Трансформатор струму ТПШЛ 10 задовільняє умови вибору.

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	646.6 А	800 А
$i_y \leq i_{дин}$	104.691 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	317.124 кА <sup>2</sup> ·с	-
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0.4	0.4

Обираємо трансформатор струму ТПЛК-10, використовуючи довідник.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

(2.25)

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом}. \quad (2.25)$$

Тоді опір сполучних проводів не перевищує ніж розрахований за формулою (2.26):

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_K, \quad (2.26)$$

де:  $Z_{\text{ном}}$  - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$  - опір приладів, Ом;

$Z_K$  - опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 0.4 - 0.02 - 0.1 = 0.28 \text{ Ом}. \quad (2.27)$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності не може бути менше ніж  $4 \text{ мм}^2$  для алюмінієвих жил, обираю  $4 \text{ мм}^2$ .

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

де:  $\rho$  - питомий опір алюмінію,  $0.0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ,

$F$  - перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 40}{4} = 0.28 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0.02 + 0.1 + 0.28 = 0.4 \text{ Ом},$$

що дорівнює  $0.4 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0.5$ .

Обираємо трансформатор ТПЛК-10. Цей трансформатор струму повністю задовільняє умови вибору.

Вибираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги (220 кВ) вибираємо трансформатори НКФ-220-58У1, на боці 10 кВ - ЭНОЛ-06-10У3, використовуючи дані з таблиць приведених у довідниках.

Таблиця 2.14 Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58У1	220000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.15 Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ЭНОЛ-06-10У3	10000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 або 100	50	75	150	300	630



## 2.5. Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачі власних потреб - це операційні ланцюги, освітлення і електричне опалення приміщень, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, електричне підігрівання комутаційної апаратури тощо.

Загальна розрахункова потужність власних потреб споживачів розраховується з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності власних потреб споживачів наведено в табл. 2.16

Таблиця 2.16 – Розрахунок потужності споживача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tgφ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P <sub>вст</sub> , кВт	Q <sub>вст</sub> , квар
Охолодження ТРДН-40000/220	29.6*2	59.2	0.86	0.3	59.2	17.8
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	3.6*2	7.2	1	0	7.2	-
Підігрів КРП	1*6	6	1	0	6	-
Опалення і освітлення ОПУ	-	80	1	0	80	-
Освітлення, вентиляція ЗРП	-	7	0.95	0.33	7	2.31
Освітлення ВРП	-	5	0.93	0.4	5	2
Всього					164.4	22.11

На підстанції планується встановлення двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови (2.28)

$$S_{TCH} \geq S_{роз} / k_{пер}, \quad (2.28)$$

де  $S_{TCH}$  - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

$S_{роз}$  - потужність споживачів власних потреб, кВА.

$$S_{роз} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0.8 \cdot \sqrt{164.4^2 + 22.11^2} = 132.7 \text{ кВА} \quad (2.29)$$

$$S_{TCH} \geq \frac{132.7}{1.4} = 94.8 \text{ кВА}$$

Так як  $S_{роз}/k_{пер} = 94.8$  кВА, обираємо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 100 кВА.

Для живлення електричною енергією споживачів власних потреб обираємо два трансформатори ТМ-100/10.

№	Наименование	Материал	Масштаб
1	Т1-2	Трансформатор ТПВ-0,4/0,230	1:1
2	Q1-3	Выключатель ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
3	Q4-5	Выключатель ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
4	Q6-16	Выключатель ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
5	Q11-6	Выключатель ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
6	Т1-4	Трансформатор ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
7	Т1-2	Трансформатор ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
8	Т1-4	Трансформатор ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
9	Т1-2	Трансформатор ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
10	Т1-4	Трансформатор ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1
11	Т1-6	Трансформатор ВМЭЛ-225Б-11, А	1:1

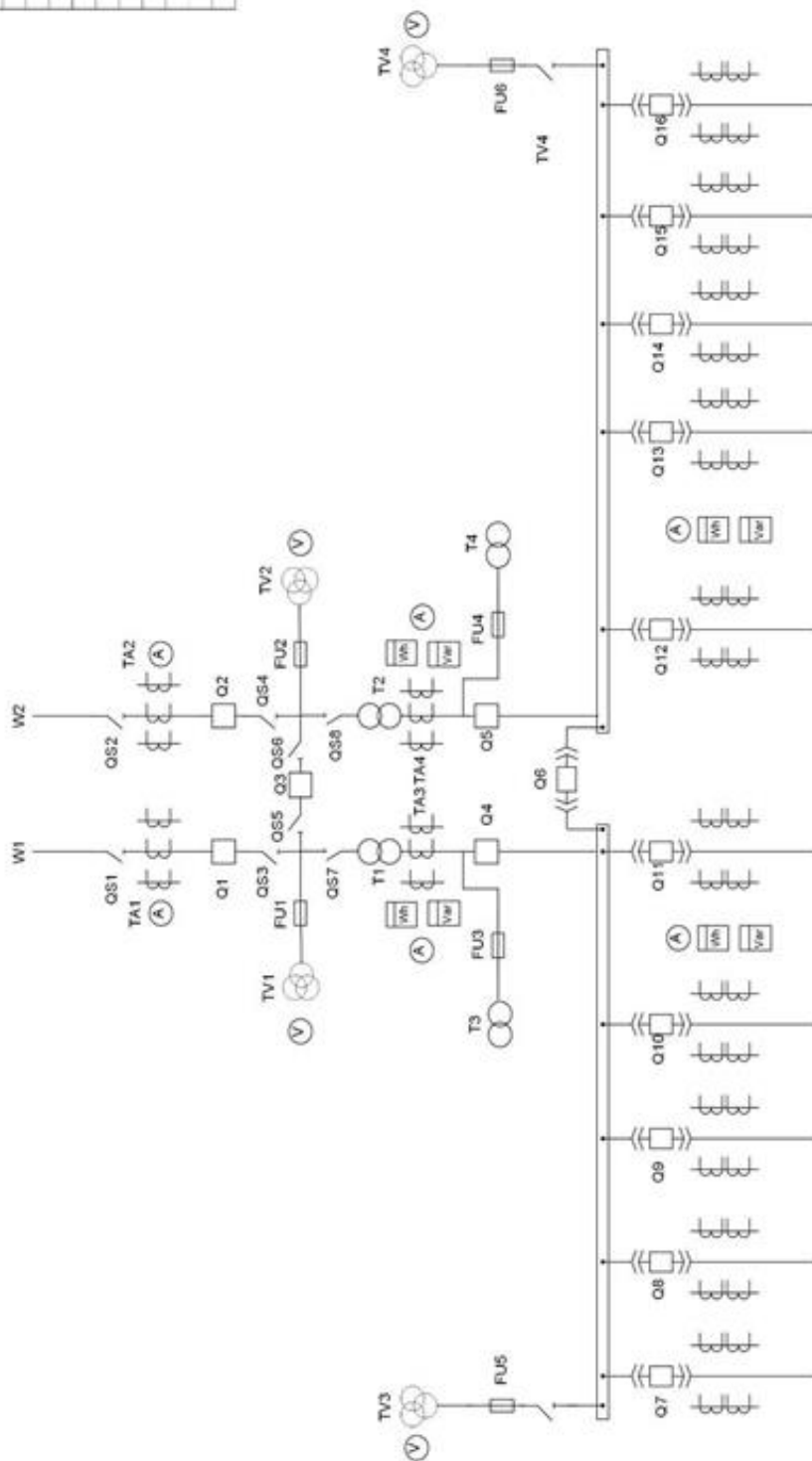


Рисунок 2.4 - Креслення електричної схеми підстанції

### 3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

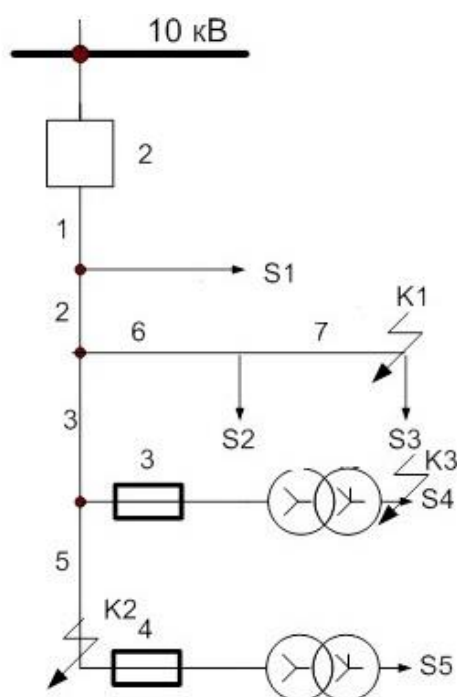
Вхідні дані:

Тип запобіжника	Довжина ділянки, км						
	1	2	3	4	5	6	7
НС	2,2	2,6	20	5	2	7	10

Тип реле	Марка проводу					
	1	2	3	5	6	7
РТВ-II	АС-35	ПС-25	ПС-35	ПС-35	АС-35	АС-35

Споживаюча потужність, кВА					
S1	S2	S3	S4	S5	S6
15	15	25	65	85	45

Рисунок 3.1 – Схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ



### 3.1 Визначення опорів ділянок ПЛ-10 кВ

Проводиться розрахунок струмів к.з., Для цього спочатку намічаються розрахункові точки к.з. електрично найбільш віддалені від живлячої підстанції (точки К1 і К2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно занести в таблицю. Значення опорів ( $r_{уд}$ ,  $x_{в.уд}$  і  $x_{н.уд}$ ) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ( $x_{в.уд}$ ) характерний лише для сталевих дротів. Як відомо цей опір залежить від значення струму в проводі через це точний розрахунок струмів к.з. для таких проводів є досить трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів к.з. для ліній, в яких опір ділянок зі сталевими дротами становить незначну частину загального опору до точки к.з., допускається брати деякі середні значення, відповідні струму к. з. приблизно 150 А. При великих струмах к.з. ці опори зменшуються.

Таблиця 3.1

Ділянки лінії	Довжина км	Марка проводу	Опір ділянок					
			$r_{уд}$ , ом/км	$x_{в.уд}$ , ом/км	$x_{н.уд}$ , ом/км	$x_{в.уд} + x_{н.уд}$ , ом/км	$r$ , ом	$x_{в} + x_{н}$ , ом
1	2,2	АС – 35	0,773	-	0,4	0,4	1,7	0,88
2	2,6	ПС – 25	6,2	1,4	0,4	1,8	16,12	4,68
3	20	ПС – 35	4,5	1,2	0,4	1,6	90	32
5	2	ПС – 35	4,5	1,2	0,4	1,6	9	3,2
6	7	АС – 35	0,773	-	0,4	0,4	5,41	2,8
7	10	АС -35	0,773	-	0,4	0,4	7,73	4

Розраховується сумарний активний і індуктивний опір до розрахункової точки к. з. К1 (3.1):

$$r_{KI} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 3 + 1,7 + 16,12 + 5,41 + 7,73 = 33,96 \text{ Ом} \quad (3.1)$$

$$x_{KI} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 9 + 0,88 + 4,68 + 2,8 + 4 = 21,36 \text{ Ом}$$

Повний опір до точки  $KI$  (3.2)

$$z_{KI} = \sqrt{33,96^2 + 21,36^2} = 40 \text{ Ом} \quad (3.2)$$

Струм при трьохфазному к.з. в точці  $KI$  (3.3)

$$I_{KI} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 40} = 151,5 \text{ А.} \quad (3.3)$$

Подібно розраховується струм при трьохфазному к.з. в розрахунковій точці  $K2$ . (3.1)

$$r_{K2} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 = 3 + 1,7 + 16,12 + 90 + 9 = 119,82 \text{ Ом}, \quad (3.1)$$

$$x_{K2} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 = 9 + 0,88 + 4,68 + 32 + 3,2 = 49,76 \text{ Ом.}$$

Повний опір до точки  $K2$  (3.2)

$$z_{K2} = \sqrt{119,82^2 + 49,76^2} = 129,7 \text{ Ом} \quad (3.2)$$

Струм в трьохфазному к.з. в точці  $K2$  (3.3)

$$I_{K2} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 129,7} = 46,7 \text{ А.} \quad (3.3)$$

### 3.2 Розраховуємо струм спрацювання максимального захисту лінії.

Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту вказують, що при розрахунку уставок максимальних струмових захистів ліній 6 і 10 кВ в сільськогосподарських районах, як правило, можна приймати:

$k_{сзн} = 1,2 - 1,3$  за умови, що час спрацювання захисту не менше 0,5 сек,  $k_n$  – коефіцієнт надійності, що враховує погрішність реле і необхідний запас, в залежності від типу реле може прийматися 1,2-1, 4 (для РТВ).  $k_e$  – коефіцієнт повернення реле, в залежності від типу реле може дорівнювати 0,6 - 0,7 (реле РТВ)

Максимальний робочий струм лінії ( $I_{раб. max}$ ) приймаємо рівним сумі номінальних струмів всіх трансформаторів, підключених до лінії що захищаємо, вважаючи, що по цій лінії не передбачено живлення інших підстанцій. За формулою (3.4):

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{15 + 15 + 25 + 65 + 85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,8 A \quad (3.4)$$

Струм спрацювання захисту (3.5)

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{сзн}}{k_e} I_{раб. max} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 11,8}{0,6} = 31,96 A \quad (3.5)$$

Розраховуєм струм спрацювання реле РТВ-II і перевіряємо чутливість захисту.

Розрахувавши попередньо коефіцієнт трансформації трансформаторів струму (3.6),

$n_T = 20/5$ , отримуємо струм спрацювання реле

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} k_{cx}^{(3)}}{n_T} = \frac{31,96 \cdot 1}{20/5} = 7,99 \text{ A} \quad (3.6)$$

Найближча велика уставка на реле РТВ-II дорівнює 12,5 А При данній уставці струм спрацьовування захисту (3.7)

$$I_{c.3} = \frac{I_{c.p} n_T}{k_{cx}^{(3)}} = \frac{12,5 \cdot 20/5}{1} = 50 \text{ A} \quad (3.7)$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту дорівнює (3.8)

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 46,7}{50} = 0,8 > 1,5 \quad (3.8)$$

Умова захисту не виконується.

Для збільшення коефіцієнта чутливості замінемо провід ПС-25 на ділянці 2 і 3, на провід АС-25, і АС-35. Зробимо розрахунок.

Таблиця 3.2

Ділянки лінії	Довжина км	Марка проводу	Опір ділянок					
			$r_{уд},$ ом/км	$x_{в. уд},$ ом/км	$x_{н. уд},$ ом/км	$x_{в.уд} +$ $x_{н. уд},$ ом/км	$r, ом$	$x_{в} + x_{н}$ , ом
1	2,2	АС – 35	0,773	-	0,4	0,4	1,7	0,88
2	2,6	АС – 25	1,146	-	0,4	0,4	2,97	1,04
3	20	АС – 35	0,773	-	0,4	0,4	15,46	8
5	2	ПС – 35	4,5	1,2	0,4	1,6	9	3,2



6	7	АС – 35	0,773	-	0,4	0,4	5,41	2,8
7	10	АС -35	0,773	-	0,4	0,4	7,73	4

Розраховуємо сумарний активний і індуктивний опір до розрахункової точки к. з.  $KI$  (3.1):

$$r_{KI} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 3 + 1,7 + 2,97 + 5,41 + 7,73 = 20,81 \text{ Ом} \quad (3.1)$$

$$x_{KI} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 9 + 0,88 + 1,04 + 2,8 + 4 = 17,72 \text{ Ом}$$

Повний опір до точки  $KI$  (3.2)

$$z_{KI} = \sqrt{20,81^2 + 17,72^2} = 27,3 \text{ Ом} \quad (3.2)$$

Струм при трьохфазному к.з. в точці  $KI$  (3.3)

$$I_{KI} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 27,3} = 222 \text{ А.} \quad (3.3)$$

Аналогічно розраховується струм при трифазному к.з. в розрахунковій точці  $K2$ . (3.1)

$$r_{K2} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 = 3 + 1,7 + 2,97 + 15,46 + 9 = 32,13 \text{ Ом} \quad (3.1)$$

$$x_{K2} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 = 9 + 0,88 + 1,04 + 8 + 3,2 = 22,12 \text{ Ом.}$$

Повний опір до точки  $K2$  (3.2)

$$z_{K2} = \sqrt{32,13^2 + 22,12^2} = 39 \text{ Ом} \quad (3.2)$$

Струм при трьохфазному к.з. в точці  $K2$  (3.3)

$$I_{K2} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 39} = 155 \text{ A.} \quad (3.3)$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту дорівнює (3.2.5):

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 155}{50} = 2,7 > 1,5 \quad (3.8)$$

Умова захисту виконується.

### 3.3 Визначаємо струм короткого замикання у вузлі запобіжника

По схемі визначаємо сумарний активний і індуктивний опір до розрахункової точки короткого замикання КЗ (з урахуванням опору системи)

Таблиця 3.3

Тип трансформатора	Sном, кВ·А	Каталожні дані				
		Уном, кВ		Uк, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт
		ВН	НН			
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,5	0,9	0,16

$$X_T = \frac{U_{\kappa} U_{\text{вн}}^2}{100 S_{\text{н}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,04} = 112,5 \text{ Ом} \quad R_T = \frac{\Delta P_{\kappa} U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{н}}^2} = \frac{0,9 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{40^2} = 56,25 \text{ Ом}$$

Визначаємо активний опір (3.9):

$$R_{K3} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_T = 3 + 1,7 + 2,97 + 15,46 + 56,25 = 79,38 \text{ Ом} \quad (3.9)$$

Визначаємо індуктивний опір (3.10):

$$X_{K3} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_T = 9 + 0,88 + 1,04 + 8 + 112,5 = 131,42 \text{ Ом} \quad (3.10)$$

Визначаємо повний опір (3.11):

$$\underline{Z}_{K3} = \sqrt{r_{K3}^2 + x_{K3}^2} = \sqrt{79,38^2 + 131,42^2} = 153,5 \text{ Ом} \quad (3.11)$$

Визначаємо струм при трьохфазному короткому замиканні в точці КЗ (3.12):

$$I_{K3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{K3}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 153,5} = 39,5 \text{ А} \quad (3.12)$$

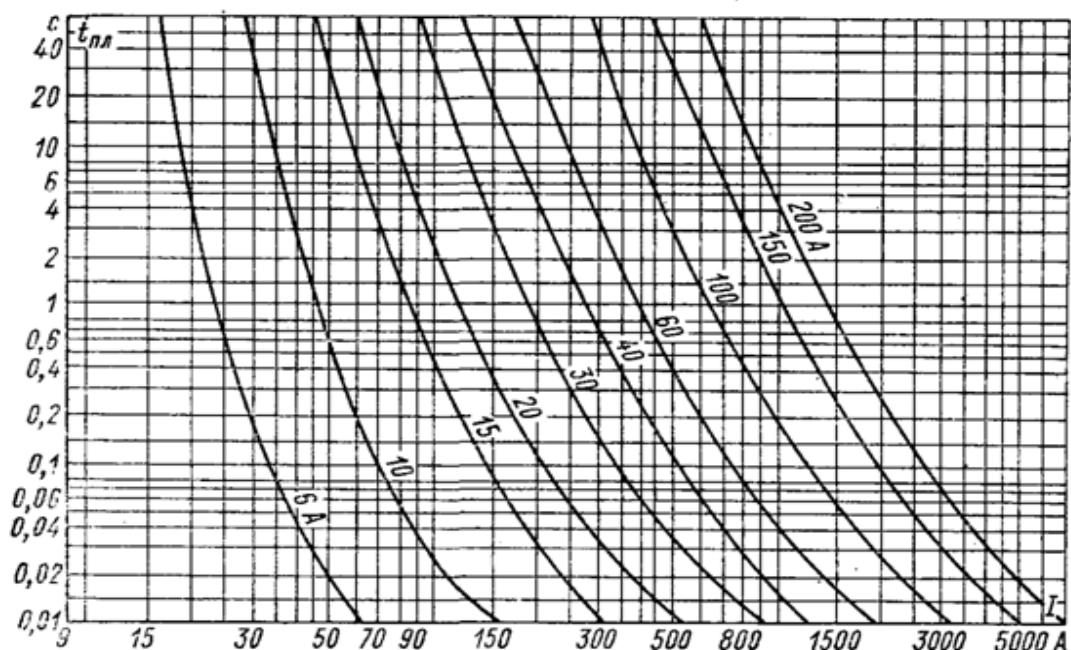
Струм двофазного к.з. (3.14)

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 39,5 = 34,2 \text{ А.} \quad (3.14)$$

Коефіцієнт чутливості (3.15)

$$k_{\text{ч.рез}}^{(2)} = \frac{0,866 \cdot 34,2}{50} = 0,6 < 1,2 \quad (3.15)$$

Номінальний струм відключення запобіжника типу HS при номінальній напрузі 10 кВ і номінальному струмі 10 А, номінальний струм відключення 23 кА.



Будуємо графік для плавкого запобіжника по наступними точками, які записані в таблиці

Таблиця 3.4

I, A	42	56	60	70	88	110
t, c	2	1	0,2	0,1	0,04	0,02

Відключення значення очікуваного струму к.з. при такому переддуговому часі (час плавлення плавкого елемента)  $t_{пл}$  від значення струму к.з., отриманого за типовою часострумовою характеристикою плавлення, не повинно перевищувати 20%. Тому типова характеристика 1 повинна бути зміщена вправо на 20%. Побудова граничної часострумової характеристики 1 проводиться по декількох точках які записані в таблиці

Таблиця 3.5

I, A	50,4	67,2	72	84	105,6	132
t, c	2	1	0,2	0,1	0,04	0,02

Підбирається характеристика максимального захисту лінії реле РТВ-II за таких умов:

а) струм спрацювання захисту має бути на 10% більше струму плавлення вставки запобіжника, відповідного часу дії захисту в початковій частині характеристики.

б) ступінь селективності 0.5 - 0.7 с між характеристиками захисту реле і запобіжник бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму к.з.

Беручи за основу типову односекундну характеристику реле РТВ-II, визначаємо кілька точок потрібної характеристики з  $t_{с.з.} = 1$  с в незалежній частині.

Визначаємо струм  $I_K$  за такою формулою (3.16):

$$I_K = \frac{k \cdot I_{с.р} \cdot n_T}{100 \cdot k_{сх}^1} = \frac{k \cdot 12,5 \cdot 4}{100 \cdot 1} \quad (3.16)$$

где  $k$  – кратність  $I_P/I_{с.р}$ , визначається по типовій характеристиці, %;

$I_{с.р}$  – струм спрацювання реле, А;

$n_T$  - коефіцієнт трансформації;

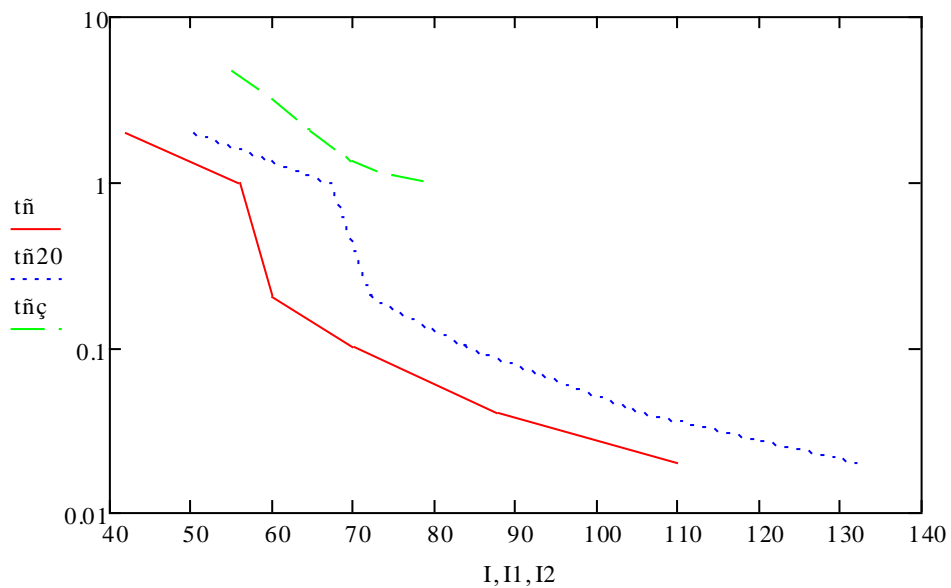
$k_{сх}^1$  - коефіцієнт схеми.

Результати розрахунків вносимо в таблицю

Таблиця 3.6

k, %	160	150	140	130	120	110
$t_{с.з.}$ , с	1	1,1	1,3	2	3,2	4,7
$I_K$ , А	80	75	70	65	60	55

Будуємо графіки



Селективність між захистом реле і запобіжниками забезпечується у всьому діапазоні струмів к.з.

3.4. Проводимо перевірку струмового захисту (1 с) за умовами термічної стійкості проводів лінії яка захищається за такою формулою (3.17)

$$S_{\min} = \frac{I_K}{C} \cdot \sqrt{t_{\text{отк}}} \quad (3.17)$$

где  $I_K$  - струм короткого замикання на початку лінії;

$$t_{\text{отк}} = t_{C.3.1} + t_{C.3.2} + 2 \cdot t_{O.B.};$$

$t_{C.3.1}$  - час спрацювання захисту з основним часом;

$t_{C.3.2}$  - час спрацювання захисту з прискоренням після АПВ (якщо прискорення захисту після АПВ не виконана, то значення  $t_{C.3.1} = t_{C.3.2}$ ).

$$I_K = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_c} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3^2 + 9^2}} = 640 \text{ A} \quad (3.18)$$

$$t_{\text{отк}} = 0,7 + 0,7 + 2 \cdot 0,1 = 1,6 \quad \text{с}$$

$$S_{\text{min}} = \frac{639}{69,5} \cdot \sqrt{1,6} = 12 \quad \text{мм}^2$$

Струмовий захист за умовами термічної стійкості проводів лінії яка захищається є задовільним.

Проведемо розрахункову перевірку трансформаторів струму:

Перевірка на 10% погрішність.

$$k_{10} = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{ТТ}}}$$

$$\text{де } I_{\text{расч}} = 1,1 \cdot I_{\text{с.з.}} = 1,1 \cdot 50 = 55 \text{ А}$$

$$k_{10} = \frac{55}{40} = 1,4$$

За кривою граничних крайностей для ТПЛ - 10, клас Р визначаємо  $Z_{\text{н.доп.}} = 5 \text{ Ом}$ .

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму визначається за формулою (3.19):

$$Z_{\text{н.Расч}} = 2r_{\text{ТП}} + z_p + z_{\text{ПЕР}} \quad (3.19)$$

Опір реле при втянутому якорі при уставці 10А визначаємо за формулою (3.20):

$$z_p = \frac{S_p}{10^2} \quad (3.20)$$

де  $S_p = 114 \text{ В} \cdot \text{А}$  - споживана потужність реле;

$$z_p = \frac{114}{10^2} = 1,14 \text{ Ом} < 5 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{н.Расч}} = 2r_{\text{ТП}} + z_p + z_{\text{ПЕР}} = 2 \cdot 0,6 + 1,14 + 0,1 = 2,44$$

Розраховуємо напругу на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму за формулою (3.21):

$$U_{2\max} = \sqrt{2} \cdot k_{\max} \cdot I_{2\text{ном}} \cdot Z_{\text{н.расч}} \quad (3.22)$$

$$\text{де } k_{\max} = \frac{I_K}{I_{TT}} = \frac{640}{40} = 16;$$

$I_{2\text{ном}}$  – вторинний струм трансформатора струму.

$$U_{2\max} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot 5 \cdot 2,44 = 276,05B$$

Робоча напруга для приєднань, які не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури інших приєднань, відповідно до правил не повинно перевищувати 1000 В.

$$U_{2\max} = 276,05B < \sqrt{2} \cdot 1000B$$



## 4. РОЗРОБКА СПОСОБУ ВИЗНАЧЕННЯ НАЯВНОСТІ СПОТВОРЕНЬ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

### 4.1. Методи визначення якості електричної енергії

Відомо, існує дві основні групи спотворень якості електричної енергії: стаціонарні, і спотворення що змінюються у часі. Гармоніки та інтергармоніки, коливання напруги і небаланс напруг мають відношення до першої групи, перехідні процеси напруги, зниження/перевищення напруги, перебої напруги та інші високочастотні спотворення утворюють другу групу.

Методів обробки інформаційних сигналів для визначення показників якості електричної енергії велика кількість. Одним із найбільш поширених є, метод середньоквадратичних значень на основі апроксимації кривої вхідного сигналу спеціальної функції, що забезпечує задовільну апроксимацію амплітуди основної частоти електричної мережі. До переваг даного методу відносять його простоту, швидкість обчислень, незначний об'єм пам'яті для зберігання результатів обчислень. На жаль його результати дуже залежать від розміру обчислювального вікна і при цьому не розрізняються гармоніки та компоненти шуму. На цей час метод використовується лише для визначення середньоквадратичного значення напруги електричної мережі, та для автоматичної класифікації сигналів.

Потрібно також відмітити поширене застосування для визначення показників якості електричної енергії фільтрів Калмана, що визначають просторовий стан моделі сигналу для визначення амплітуди, фази основної частоти і гармонік навіть за наявності шуму. Недоліком їх є велика похибка при визначенні короткочасних і високочастотних спотворень.

Дуже широко використовуваним апаратом для аналізу параметрів якості електричної енергії є швидке перетворення Фур'є (ШПФ), що трансформує сигнал з часового простору у частотний, його декомпозицією на декілька частотних компонент. Але алгоритм Фур'є має декілька джерел методичних

похибок, що призводять до зниження точності результатів та якісного спотворення. Великим недоліком є обмеженість частотної роздільності та погана точність оцінки частоти окремої гармонічної компоненти. У першому випадку – це роздільна здатність розділення двох спектральних компонент з близькими частотами, в другому – правильність визначення частоти відокремленої гармонічної компоненти.

Для того аби збільшити точності проведення перетворення Фур'є використовують ряд додаткових математичних перетворень. Так що, задля виключення з розрахунків ефекту розсіювання (коли довжина часової вибірки функції, яка аналізується, не дорівнює періоду) проводиться синхронізація частот сигналу з частотою дискретизації, доповнення нулями вихідної вибірки аналізуючого сигналу і використовують часові або спектральні вікна. Дієвим способом зменшення спектральних витоків потрібно вважати застосування віконних функцій у відповідності із інтерполяційним алгоритмом.

Але описані способи не дають збільшення частотної роздільності. Використання часових або спектральних вікон дає можливість зменшити ефект розсіювання через погіршення частотної роздільності (через виключення частини інформації про функцію), а якщо доповнення вихідної вибірки нулями зростає вибірність оцінювання частот вузькосмугових спектральних піків через зменшення нерівномірності амплітудно-частотної характеристики і похибок, які пов'язані з її нерівномірністю.

Більш за все, розглянуті засоби ідентифікації спотворень, використовують для простих (однотипних) спотворень. Для електроенергетичних систем слід зазначити їх особливість – а саме присутність в одному інтервалі часу (періоді) кількох видів спотворень сигналу. Ідентифікація двох видів спотворень розкрита такими дослідниками, AbdelGalil (2004 p.) та ( 2006 p.). Також Riberio у 2007 році запропонував спосіб поділу електричного сигналу на ряд компонент для класифікації спотворень в електричній мережі . Але такий підхід досить складний і не дав

можливості класифікувати флікер (коливання частоти), інтергармоніки і несиметрію. Lie (2007 р.) представив один з варіантів опорних векторів (SVM) для розпізнання складних спотворень. Хоча це й дало можливість ідентифікувати напругу і гармоніки одночасно, але розпізнання потребувало багато часу на попередньо зібраних даних для тренування моделі. Hyvarinen (1999 р.) запропонував метод ICA ( Independent component analysis), що в (2009 р.) D. Ferreira корегував для розпізнання декількох одночасних спотворень. Цей метод міг виділяти інформацію між незалежними, один від одного, джерелами спотворень для моделювання експериментальних даних. Але його використання у електричній мережі дає досить неточні результати, це обумовлено присутністю шумових компонент та інших інформаційних сигналів.

Випробувати вейвлет-аналіз для розпізнання і класифікації спотворень ЯЕЕ широко почали в 2000 році. Варто відмітити роботи Yang (2000 р.), Elmitwally та Gaouda (1999 р.), Yang (2001 р.), основною метою котрих ставилось знищення шуму спотвореного сигналу, його визначенням та локалізацією. Наступні дослідження знайшли сильну залежність вектору ознак ідентифікації від шуму. Dwivedi у 2009 році запропонував простий та комплексний методи для побудови вектору ознак розпізнання спотворень сигналу за виявлення шуму. Пропонований метод не потребував складної роботи щодо видаленню шуму обробленням кожного вейвлет-коефіцієнту та ґрунтувався на техніці Колмогорова-Смирнова.

Розібравши та проаналізувавши зазначені джерела я описав головні існуючі методи розпізнання типу спотворень ЯЕЕ:

- штучні нейронні мережі. Вивчались вченими Perunicic в 1998 році, Santoso в 2000 році, Gaouda в 2002 році, Gaing в 2004 році, Mishra в 2008 році, Zwe-Lee Ching в 2004– 2012 роках;
- на основі експертних систем – Santoso в 2000 році, Styvaktakis в 2001, 2002 році, Chung в 2002–2009 роках, Reaz в 2007–2011 роках та адаптивної нечіткої системи – Ibrahim в 2001 році;

- система з нечіткою логікою – Dash (2000 р.), Tharak(2003 р.), Zau в 2004 році, Chilukuri в 2004–2008 роках, Ortiz в 2006–2009 роках, Bizjak в 2006–2010 роках;
- SVM – метод навчання за прецедентами (Bishop, Moulin, Lin, Axelberg, Roberts;
- комбіновані методи – SVM та штучні нейронні мережі;
- вейвлети, Фур’є-аналіз та експертні системи із нечіткою логікою, моделі Маркова.

Проаналізувавши використання цих методів було сформовано основні проблеми при класифікації спотворень електричної енергії, які мало вирішені на цей момент. До них відносяться :

- Переважаюча частина методів класифікації відрізняють тип спотворень не проводячи аналізу їх появи, однакові типи спотворень можуть з’являтися з різними причинами;
- в більшій частині методів розглядають окремо спотворення короткочасні і високочастотні або, спотворення перехідних процесів, це не дозволяє використання уніфікованих методик та методів їх визначення;
- є змога з’ясувати час появи спотворення та їх тривалість лише з допомогою декількох методів класифікації;
- на локалізацію і компактність властивостей сигналу у часовочастотному просторі великою мірою впливає базис розкладання сигналу, що призводить до похибки в класифікації;
- чісельність та місцезрештування джерела спотворення ЯЕЕ у системах електропередачі відомі дуже приблизно, а рівень спотворень, що вони створюють, майже невідомий (джерел що викликають спотворення може бути і декілька);
- нормування деяких показників якості електричної енергії (ПЯЕ) проводиться за умови, що в даний момент часу присутній лише один

тип спотворень електричної енергії. Тому, дія кількох типів спотворень одночасно не враховується;

— на сьогодні немає безперервного контролю за параметрами ЯЕЕ.

Формуючи висновок з багатьох наукових робіт моніторинг виявлення наявності спотворень ЯЕЕ у реальному часі на цей час не є можливий, тому що їх визначення потребує часу для збору інформації та їх статистичної обробки. При цьому кожен з типів спотворення потребує для свого визначення окремого алгоритму та математичного апарату.

Тому доречним з науково-практичної сторони є розроблення способу ідентифікації наявності спотворення в реальному часі, що дозволяє:

- визначати та ідентифікувати наявності спотворення напруги і струму;
- забезпечити визначення деяких типів спотворення, які одночасно знаходяться в електричній мережі.

## 4.2 Розроблення способу виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії

### 4.2.1 Перетворення Лапласа неперервного сигналу

В лінійних, неперервних системах із зосередженими параметрами тимчасові функції виглядають як суми експоненційних складових (4.1):

$$\begin{aligned} f(t) &= a_1 e^{s_1 t} + a_2 e^{s_2 t} + \dots = \sum_{k=1}^{k=m} a_k e^{s_k t}, \quad t > 0, \\ f(t) &= 0, \quad t < 0, \end{aligned} \quad (4.1)$$

Де  $S_k$  - полю перетвореного в комплексну площину; сигналу, що можуть бути або дійсні, або являти собою комплексно-зв'язані пари, а  $e^{s_k t}$  - звичайна форма цих складових.

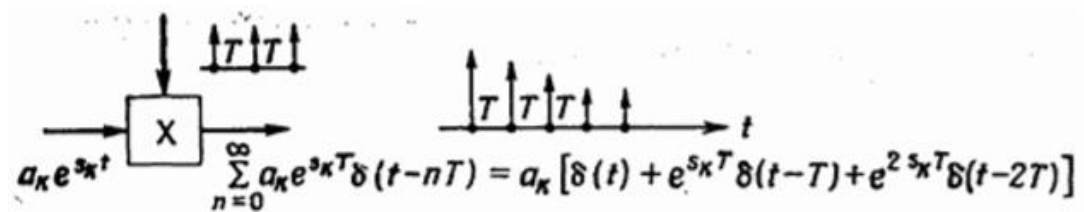


Рисунок 4.2.1 - Імпульсна дискретизація одиночного неперервного сигналу.

Візьмемо імпульсну дискретизацію однієї складової  $f_k(t)=a_k e^{s_k t}$  (рис.4.1). Сигнал буде описуватися виразом (4.2)

$$f_k^*(t) = \sum_{n=0}^{\infty} a_k e^{s_k nT} \delta(t-nT) = a_k [\delta(t) + e^{s_k T} \delta(t-T) + e^{2s_k T} \delta(t-2T) \dots], \quad (4.2)$$

що є сумою запізнених імпульсів з комплексними коефіцієнтами  $a_k e^{s_k T}$ ,  $a_k e^{2s_k T}, \dots$

Так як перетворення Лапласа запізненого імпульсу записується як (4.3)

$$\mathcal{L}\delta(t-nt) = e^{-snT}, \quad (4.3)$$

то перетворення дискретизованої експоненти маємо виразити так (4.4)

$$\mathcal{L}f_k^*(t) = F_k^*(s) = a_k [1 + e^{s_k T} e^{-sT} + e^{2s_k T} e^{-2sT} + \dots], \quad (4.4)$$

Чи

$$F_k^*(s) = \frac{a_k}{(1 - e^{s_k T} e^{-sT})} = \frac{a_k}{1 - e^{(s_k - s)T}}$$

При  $|e^{\frac{(s-s_k)T}{k}}| < 1$  результат потрібно порівняти з перетворенням відповідного аналогового сигналу

$$\mathcal{L} a_k e^{s_k t} = \frac{a_k}{(s - s_k)}.$$

#### 4.2.2 Перетворення Котельнікова

Передача аналогового сигналу по лінії зв'язку допускає передачу безкінченної кількості їх миттєвих значень протягом кінцевого проміжку часу. При цьому спектр обмеженого в часі, аналогового сигналу безкінченний. Але, по факту різні радіотехнічні пристрої такі як підсилювачі, фільтри мають обмежену смугу пропускання, це призводить до обмеження спектра сигналу граничною частотою  $f_B$  (або  $\omega_B$ ), що визначається можливостями одержувача повідомлень. Наприклад, нормою в системах передачі мовних сигналів є границі спектра сигналу в межах  $(0,3/3,4)$  кГц, в системі телебачення  $-(0/6)$  МГц. Подолати це дає змогу теорема Котельнікова чи теорема відліків.

Теорема Котельнікова формулюється образом. Аналоговий сигнал  $s(t)$ , обмежений за спектром частотою  $f_B$  (або  $\omega_B$ ), повністю визначається сукупністю миттєвих відліків  $s(t_k)$  в моменти часу  $t_k = k\Delta t$ , що віддалені один від одного на інтервал часу  $t = \frac{1}{2f_B} = \frac{\pi}{\omega_B}$ .

Математично теорема Котельнікова має вираз (4.5)

$$s(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} s(k\Delta t) \frac{\sin 2\pi f_B(t - k\Delta t)}{2\pi f_B(t - k\Delta t)} = \sum_{k=-\infty}^{\infty} s(k\Delta t) \frac{\sin \omega_B(t - k\Delta t)}{\omega_B(t - k\Delta t)} \quad (4.5)$$

або

$$s(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} s(k\Delta t) \cdot \text{sinc } 2\pi f_B(t - k\Delta t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} s(k\Delta t) \cdot \text{sinc } \omega_B(t - k\Delta t) \quad (4.5)$$

що являє собою розкладання сигналу  $s(t)$  в особливого роду ряд по системі базисних функцій (4.6)

$$\{\eta_k(t)\} = \left\{ \frac{\sin 2\pi f_B(t - k\Delta t)}{2\pi f_B(t - k\Delta t)} \right\} \quad (4.6)$$

є ортогональними на інтервалі часу  $(-\infty; \infty)$

#### 4.2.3 Перетворення Фур'є.

Розглянемо дискретний сигнал  $S_d(t)$  як результат множення аналогового сигналу  $S(t)$  на гратчасту функцію (4.7):

$$s_d(t) = s(t) \sum_{n=0}^{N-1} \delta(t - n \cdot \Delta t) = \sum_{n=0}^{N-1} s(t) \delta(t - n \cdot \Delta t), \quad (4.7)$$

де  $\delta(t)$  - дельта- функції:

$$\delta(t) = \begin{cases} \infty & \text{если } t = 0; \\ 0 & \text{если } t \neq 0, \end{cases}$$

$\Delta t$ -інтервал дискретизації. Графічно процес дискретизації можна відобразити, так як показано на рис 4.1

Обчислення перетворення Фур'є для дискретного сигналу  $S_d(t)$  (4.8):

$$S_d(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} s_d(t) \exp(-j\omega t) dt = \int_{-\infty}^{\infty} \sum_{n=0}^{N-1} s(t) \delta(t - n \cdot \Delta t) \exp(-j\omega t) dt. \quad (4.8)$$



Змінемо місцями операції інтегрування і підсумовування використовуємо фільтруючу властивість дельта-функції:

$$\int_{-\infty}^{\infty} s(t)\delta(t - \tau)dt = s(\tau).$$

Тоді даний вираз з урахуванням набуває вигляду (4.9):

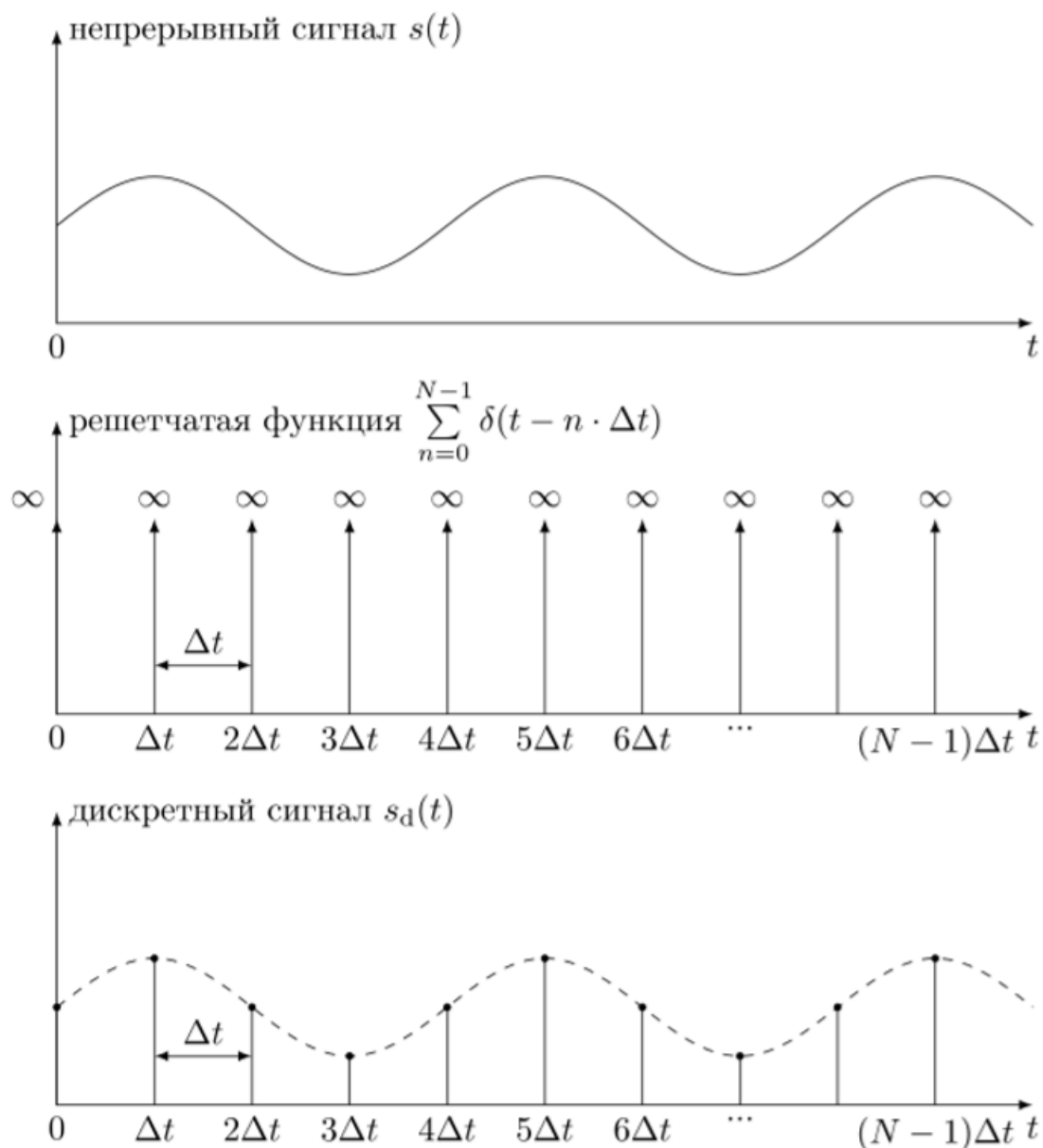


Рисунок 4.1 - Процес дискретизації сигналу

$$\begin{aligned}
 S_d(\omega) &= \sum_{n=0}^{N-1} \int_{-\infty}^{\infty} s(t) \delta(t - n \cdot \Delta t) \exp(-j\omega t) dt = \\
 &= \sum_{n=0}^{N-1} s(n \cdot \Delta t) \exp(-j\omega \cdot n \cdot \Delta t).
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

Цими діями, ми позбавились інтегрування в нескінченних межах, змінивши його підсумовуванням комплексних експонент.

Комплексні експоненти  $\exp(-j \cdot \omega \cdot n \cdot \Delta t)$  у виразі є періодичними функціями з періодом:

$$\Omega(n) = \frac{2\pi}{n \cdot \Delta t} = 2\pi \cdot n \cdot F_s, \text{ рад/с, } n = 1 \dots N - 1,$$

Де  $F_s = 1/\Delta t$  - частота дискретизації сигналу (Гц).

Потрібно виділити, що  $n=0$  виключено, тому що при  $n=0$  комплексна експонента рівна одиниці. Максимальний період повторення спектра  $S_d(\omega)$  буде при  $n=1$ .

Тому, спектр  $S_d(\omega)$  дискретного сигналу,  $S_d(t)$  є  $2\pi \cdot F_s$ - періодична функція циклічної частоти  $\omega$ . Якщо ми введемо нормування частоти дискретизації  $F_s = 1$  Гц, переходить до вираження дискретночасового перетворення Фур'є (ДВПФ) (4.10):

$$S(\omega_n) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n) \exp(-j\omega_n n). \tag{4.10}$$

ДВПФ користується лише індексами відліків вхідного сигналу  $S(n)$  при частоті дискретизації  $F_s = 1$  Гц. В фіналі ДВПФ ми маємо  $2\pi$  періодичну функцію  $S_d(\omega_n)$  нормованої циклічної частоти  $\omega = \omega/F_s$ .

Так як спектр дискретного сигналу - періодична функція, то ми можемо розглядати лише один період повторення спектра  $S_d(\omega)$  при  $\omega=[0,2\pi F_s]$  рад/с чи  $S_d(f)$  при  $f=[0,F_s]$  Гц.

#### 4.2.4 Вейвлет- перетворення

За останні десять років в світі виник новий науковий напрям, пов'язаний з вейвлет-перетворенням. Слово «wavelet» має значення невеликої хвилі, прямуєчи одна за одною. В сьогоденні вейвлетперетворення широко вживаються для розпізнання й аналізу нестационарних сигналів, особливо при стисненні та відновленні сигналів.

Вейвлетний аналіз це особливий тип лінійного перетворення інформаційних сигналів і відображаються даними сигналами фізичні данні про процеси і фізичні властивості природних середовищ і об'єктів. Вейвлет-перетворення не мають нічого спільного з перетворенням Фур'є, Котельникова, Лапласа відрізняються тим, що синусоїдальні функції локалізовані по частоті, а функції Дірака - за часом. Їх застосовують для аналізу і обробки сигналу і функцій, нестационарних в часі чи неоднорідних в просторі, коли результати мають містити не лише загальну частотну характеристику сигналу а й відомості про деякі властивості тих чи інших частотних складових сигналу.

Порівнюючи з перетвореннями Фур'є вейвлет-перетворення спроможні з більшою точністю виявляти локальні особливості сигналів, до розривів 1-го роду. Раніше вказувалось, моніторинг параметрів ЯЕЕ у режимі реальному часі неможливий, так як їх визначення потребує часу для збору інформації та їх статистичної обробки. Кожен параметр ЯЕЕ потребує для свого визначення індивідуального алгоритму та математичного апарату. На цей час не має загального параметру визначення наявності довільного типу спотворень. Через це насущний із науково-практичного зору є розроблення способу однозначної ідентифікації погіршення ЯЕЕ у реальному часі.

Як вказують результати досліджень, для аналізу структури сигналів різної тривалості потрібні частотно-часові атоми з різними часовими носіями. У ортогональних перетвореннях, застосовує вейвлет- функцію  $\psi_{u,s}(t)$  в результаті її масштабування на величину  $s$  і зсуву на величину  $u$  (4.11):

$$\psi_{u,s}(t) = \frac{1}{\sqrt{s}} \psi\left(\frac{t-u}{s}\right) \quad (4.11)$$

При цьому, ортогональне перетворення  $\psi \in L^2(\mathbb{R})$  від часу  $u$  і масштабу  $s$  є таким (4.12),

$$Wf(u,s) = \langle f, \psi_{u,s} \rangle = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) \frac{1}{\sqrt{s}} \psi\left(\frac{t-u}{s}\right) dt \quad (4.12)$$

де  $f, \psi_{u,s}$  - скалярний добуток.

Вейвлет-перетворення фокусується на локальних структурах сигналу за допомогою масштабування об'єктів. Так як локальна гладкість сигналу характеризується зменшенням амплітуди вейвлет-перетворення та зменшенням масштабу, у роботі досліджено особливості і перепади сигналу через аналіз локальних максимумів вейвлет перетворення при не значних масштабах, це дозволило деталізувати місця «аномалій» у сигналі.

Відомо що, щоб описати структуру з особливостями, потрібно дати точне кількісне відображення гладкості сигналу  $f(t)$ . Для цього скористаємось показниками Ліпшиця, що дозволять виміряти рівномірну гладкість на часових інтервалах, а також у довільній точці  $v$ . Показник Ліпшиця при  $t=v$  характеризує сингулярну поведінку функції.

Раніше вказувалось, зменшення амплітуди вейвлет-перетворення в залежності від масштабу пов'язано з рівномірною і точковою гладкістю Ліпшиця сигналу. Вимірювання даного асимптотичного спадання еквівалентне приближенню структур сигналу при масштабі, що прямує до

нуля. Допускаємо, що вейвлет  $\psi$  має  $n$  нульових моментів і належить  $C^n$  з швидко спадаючими похідними. Це вказує, що для довільних  $0 < k < n$  і  $m \in \mathbb{N}$  існує константа  $C_m$ , така що (4.13):

$$\forall t \in \mathbb{R} \left| \psi^{(k)}(t) \right| \leq \frac{C_m}{1 + |t|^m} \quad (4.13)$$

Теорема, що пов'язує рівномірну гладкість Ліпшиця  $f(t)$  на інтервалі з амплітудою її вейвлет-перетворення за малих масштабів наступна. Якщо  $f \in L^2(\mathbb{R})$  вдовольняє умові Ліпшиця  $\alpha$ ,  $\alpha \leq n$ , то існує  $A > 0$  таке, що (4.14):

$$\forall (u, s) \in [a, b] \times \mathbb{R}^+ \left| Wf(u, s) \right| \leq A s^{\alpha + 1/2} \quad (4.14)$$

Нерівність є умовою асимптотичного спадання  $|Wf(u, s)|$ , якщо  $s$  наближається до нуля. Перевіримо твердження на прикладі вейвлет-аналізу досліджуваного сигналу з присутністю розривів першого роду (рис. 4.2).

З рис.4.2 видно що, при зменшенні масштабу функція  $|Wf(u, s)|$  означає дрібномасштабні зміни довкола  $u$ . Чорні, білі та сірі точки відображають відповідно додатні, від'ємні та нульові вейвлет-коефіцієнти.

Зменшення амплітуди вейвлет-перетворення не вимірюється в масштабно-часовій площині  $(u, s)$ , а контролюється за максимальними значеннями. Термін «максимум модуля» буде використаний для опису довільної точки  $(u_0, s_0)$ , такої, що  $|Wf(u, s)|$  має локальний максимум в точці  $u = u_0$ .

Так як інформаційні потоки в електроенергетиці вказані у вигляді дискретних часових рядів, в роботі застосовується дискретні вейвлет-перетворення.

В дискретному вигляді вейвлет-перетворення неперервної функції  $f(t)$ , що рівномірно обертається з кроком  $N^{-1}$  на відрізку  $[0, 1]$ , може бути

вираховане з масштабом  $N^{-1} < s < 1$ . Для розгляду маємо дискретний сигнал  $f[n]$  з його тривалістю  $N$ . Дискретне вейвлет-перетворення обчислюється для масштабів  $s=a^j$ , де  $a=2^{1/v}$ , і  $v$  покриває проміжні масштаби в кожному півінтервалі  $[2^j, 2^{j+1}]$ .

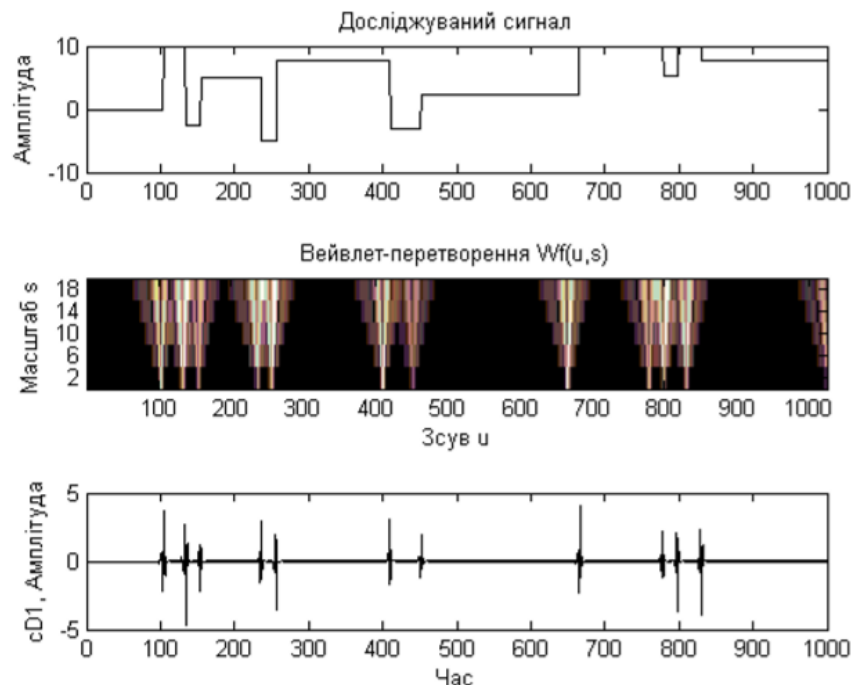


Рисунок 4.2- Вейвлет-перетворення  $Wf(u,s)$  вичислене для сигналу  $f(t)$ , зсув  $u$  та масштаб  $s$  змінюються відповідно вздовж горизонтальної та вертикальної осі.

Нехай  $\psi(t)$ - вейвлет, носій його знаходиться у відріжку в  $[-K/2, K/2]$ .

При  $2 \leq a^j \leq NK^{-1}$  дискретний вейвлет, масштабований на  $a^j$ , вираховується так

$$\psi_j[n] = \frac{1}{\sqrt{a^j}} \psi\left(\frac{n}{a^j}\right)$$

Цей дискретний вейвлет має  $Ka^j$  ненульових значень у відріжку  $[-N/2, N/2]$ , Масштаб  $a^j$  повинен бути більшим за 2, в іншому випадку крок вибірки буде більше носія вейвлета. Через це при вираховуванні самий менший масштаб вейвлет-перетворення обмежений розділенням дискретних даних. Про це йшлося вище, дискретне вейвлет-перетворення обчислюється з масштабом  $2^j > s > \mu N^{-1}$ , Найбільший масштаб  $2^j$  необхідно вибирати так, щоб він був

меншим, а ніж відстань між двома послідовними властивостями в часі, для того, аби запобігти впливу інших особливостей на  $Wf(u,s)$ .

При кожному масштабі  $2^j$  представлення максимумів дає значення  $Wf(u,2^j)$  там, де  $Wf(u,2^j)$  - локальний максимум. Коли значення функції  $f(t)$  зміщене на  $\tau$ , кожне  $Wf(u,2^j)$  також зміщене на  $\tau$ , як і їх максимуми.

#### 4.2.5 Спосіб визначення наявності спотворень ЯЕЕ

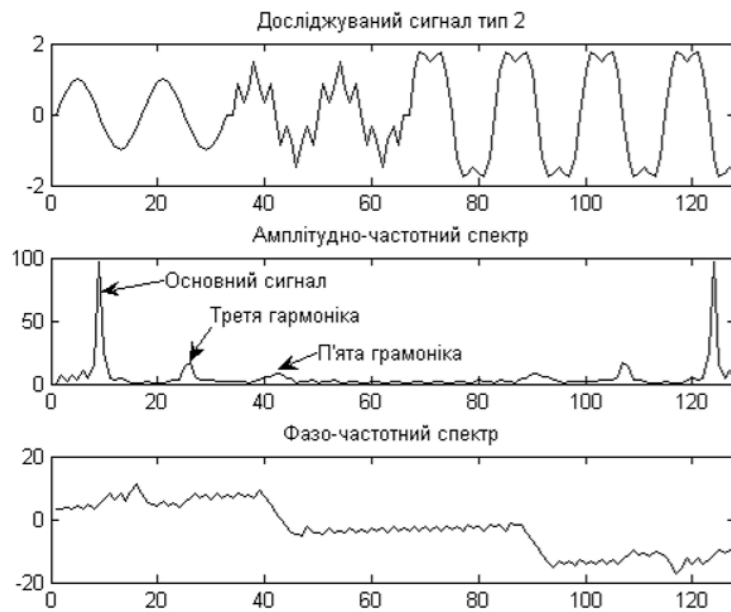
Раніше йшлося про те що найбільш розповсюдженим методом аналізу частотних рядів є швидке перетворення Фур'є (ШПФ). Застосування цього методу дозволяє виявляти гармонічний склад часового ряду, без їх прив'язки до часової мітки.

Через це розберемо спосіб такого визначення на прикладі застосування ортогонального перетворення.

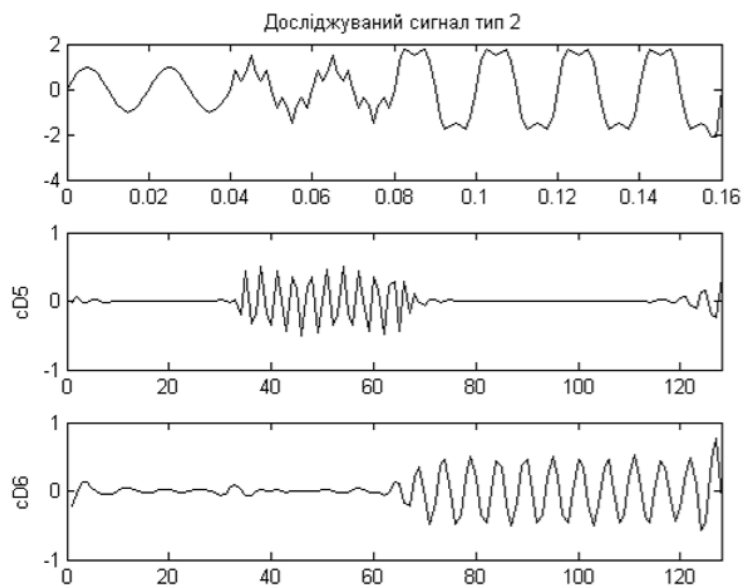
В якості прикладу візьмемо часовий ряд у якому є основна частота (50Гц) та третя (150Гц) та п'ята гармоніка(250Гц). Розберемо його за допомогою ШПФ та вейвлет-аналізу (ВА). На рисунку 4.3 представлено результати а – ШПФ, б – ВА

Аналіз результатів дослідження вказує на наступне. ШПФ підтверджує лише наявність в сигналі основної, третьої та п'ятої гармонік. Дослідження ВА вказують на наступне. Значення вейвлет коефіцієнтів cD1-першого рівня декомпозиції сигналу ( $Wf(u,2)$ ) вказує на спотворення форми сигналу. А результат розкладання п'ятого рівня (200-400Гц) та шостого рівня (100-200 Гц) вказують на присутність третьої (150Гц) та п'ятої гармоніки.

Проведений аналіз дослідження доводить можливість створення інформаційної моделі виявлення наявності спотворень якості електричної енергії, що являє собою структуру порівневого, частотного розрахунку локальних максимумів вейвлет-перетворення ( $|Wf(u,2^j)|$ ). Цей алгоритм зображений на рис 4.4



а)



б) Рис. 4.3 – Результати проведення: а – швидке перетворення Фур'є та б – вейвлет-аналіз.



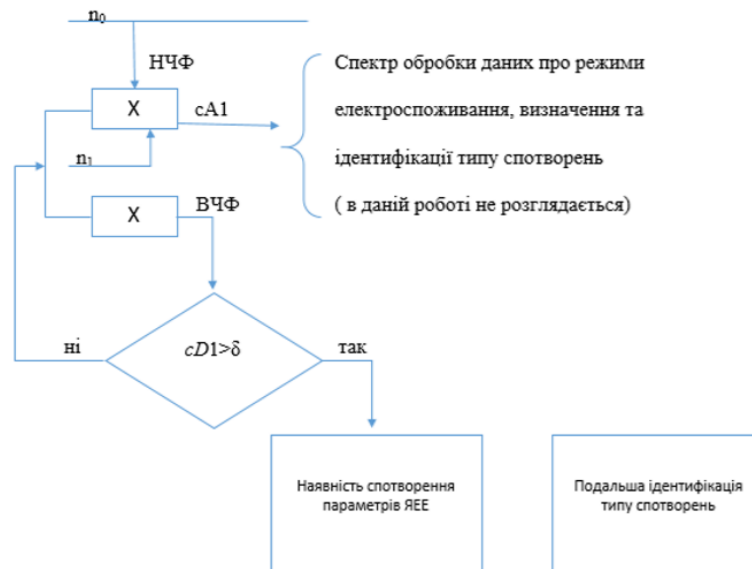


Рисунок 4.4 - Структура порівневого, частотного обчислення локальних максимумів вейвлет-перетворення ( $|Wf(u, 2^j)|$ )

Де  $p_0$  – низькочастотний фільтр,  $p_1$  – високочастотний фільтр,  $f(t)$  – досліджуваний сигнал,  $cD1$  – деталізуючий коефіцієнт,  $cA1$  – апроксимуючий вейвлет-коефіцієнт,  $x$ -скалярний добуток досліджуваного сигналу та вейвлет функції ( $\langle f(t), \psi \rangle$ )

## 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ВИМОГИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 5.1 Загальні відомості

Електромонтажні роботи в розподільних пристроях та цехах, електростанціях, підстанціях та лініях електропередач, як правило, виконують спеціальні монтажні організації.

Заходи безпеки під час виконання робіт з монтажними механізмами: Такелажні роботи повинні проводитись при спостереженні досвідчених працівників, яких призначено наказом по підприємству і котрі несуть відповідальність за безпеку цих робіт. Під час проведення такелажних робіт робітники повинні бути забезпечені необхідними пристроями та механізмами, що полегшують роботу підйому та переміщення вантажів. Роботи, що виконуються на висоті до 28 м від землі, проводяться за допомогою гідравлічного підйомника. [18]

### 5.2 Заходи з безпеки під час монтажу кабельних ліній

При прокладанні кабелю вручну навантаження не повинно перевищувати 35 кг для чоловіків і 20 кг для жінок. При прокладанні кабелю на стінах на значній відстані від підлоги використовують риштування з парканом. Під час роботи з муфтами необхідно використовувати засоби індивідуального захисту для шкіри, органів дихання та зору. [19] Допускається переміщення барабану з кабелем вручну тільки по твердому ґрунту або надійному настилу по горизонтальній поверхні на відстані не більше 100 м. У разі виявлення кабелю, який не відмічений у технічній документації на виконання робіт, роботи слід негайно припинити, вжити заходів для забезпечення безпеки кабеля та звітувати це найближчому

підприємству, якому вони можуть належати або місцеві органи виконавчої влади.

### 5.3 Заходи зі збереження безпеки під час монтажу повітряних ліній електропередач

Проводити роботи на повітряних лініях заборонено під час наближення та під час грози, сильного вітру, а також коли температура повітря нижче межі. Як виняток, дозволяється робота на повітряних лініях з ліквідації аварій, а роботи повинні виконувати щонайменше два працівники. При температурі нижче встановленої норми допускають, як виняток, роботу з перервами для обигриву; в той же час керівник зобов'язаний забезпечити працівників опалювальним пунктом, розташованим в безпосередній близькості від робочого місця.

Піднімання або опускання опор повітряних ліній електропередач здійснюється за допомогою механізмів. Монтажникам заборонено підніматися на підняту опору до кінця її закріплення. Під час роботи забороняється перебування людей під опорою чи підйомником. Забороняється залишати траншеї не засипаними на час перерви. [19]

### 5.4 Заходи безпеки під час встановлення розподільчих трансформаторів та електричних машин

Трансформатори вивантажують із залізничних платформ на похилому схилі з кутом нахилу не більше 10 °. З боку, протилежної напрямку спуску, трансформатор підтримується затримками за допомогою лебідки. Піднімаючи серцевину з бака, не можна виконувати жодних робіт над сердечником або резервуаром. [19]

## 5.5 Виконання робіт у діючих електроустановках

Роботи, що проводяться в існуючих електроустановках щодо заходів електробезпеки, поділяються на чотири категорії:

- при повному вимкненні напруги;
- з частковим вимкненням напруги - лише в місцях, де проводяться роботи;
- без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на них;
- без зняття напруги на віддалі від струмоведучих частин.

До початку робіт з ремонту чи налагодження повинні бути вжиті технічні та організаційні заходи для забезпечення безпеки працівників.

Технічні заходи. До них належать: відключення на майданчику, призначеному для роботи та вживання заходів проти помилкового включення чи самовключення; встановлення тимчасових огорож та вивішування попереджувальних плакатів; перевірка відсутності напруги установці; підключення до шини заземлення, накладання заземлення (відразу після перевірки відсутності напруги) та розміщення плаката "Працювати тут".

Організаційні заходи. До них відносяться оформлення робочого наряду, доручення або допуск до роботи; перерва в роботі, переведення на іншу роботу, завершення роботи, нагляд під час роботи.

Наряд - це письмове розпорядження на роботу в електроустановках, яке визначає місце, час початку та закінчення роботи, умови її безпечного проведення, склад бригади та осіб, відповідальних за безпеку праці. [18]

## 5.6 Допуск бригади по ремонту і нагляд за її роботою.

Допускаючий до роботи спільно з відповідальним та виконавцем робіт перевіряють правильність підготовки робочого місця та склад ремонтної бригади. Допускаючий вказує місце роботи і перевіряє відсутність напруги на струмоведучих частинах. Таким чином, допускаючий проводить усну

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

інструкцію щодо особливостей даної електроустановки, безпеки праці та передає виконавцю один примірник виданого наряду. Контроль за роботою здійснює підрядник, який не повинен відокремлюватися від бригади. [19]

### 5.7 Організація служби охорони праці на підприємстві

Охорона праці починається з організації управління охороною праці. Роботодавець зобов'язаний створити умови праці в кожному структурному підрозділі та на робочому місці відповідно до нормативних актів, а також забезпечити дотримання вимог законодавства про права працівників у сфері охорони праці.

З цією метою роботодавець забезпечує функціонування системи управління охорони здоров'я та безпеки праці, для чого:

- створює відповідні служби та призначає посадових осіб, які забезпечують вирішення конкретних питань охорони праці, затверджує вказівки щодо їх забор'язань, прав та обов'язків щодо виконання своїх функцій, а також здійснює контроль за їх дотриманням;
- пишуть за участю сторін колективного договору та здійснює комплексні заходи щодо досягнення встановлених стандартів та підвищення існуючого рівня охорони праці;
- впроваджує передові технології, досягнення науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва, вимоги ергономіки, позитивний досвід охорони праці тощо;
- забезпечує усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань, та здійснення запобіжних заходів, визначених комісіями за результатами розслідування цих причин;

- організовує аудит охорони праці, лабораторні дослідження умов праці, атестацію робочих місць на відповідність нормам охорони праці в порядку та строки, встановлені законодавством;
- вживає заходів за їх результатами для усунення небезпечних та шкідливих для здоров'я факторів виробництва;
- розробляє та затверджує положення, інструкції, інші нормативні акти з охорони праці, що діють на підприємстві, та встановлює правила виконання робіт та поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках, робочих місцях відповідно до державних міжгалузевих та галузевих нормативно-правових актів з охорони праці, безкоштовно надають працівникам нормативно-правові акти з охорони праці;
- організовує пропаганду безпечних методів праці та співпрацю з працівниками у галузі охорони праці;
- вживає невідкладних заходів для допомоги постраждалим, залучає у разі потреби професійні рятувальні бригади у разі аварій на підприємстві. Роботодавець безпосередньо несе відповідальність за порушення цих вимог. [19]

## Висновки

У ході бакалаврської роботи були досягнуті цілі та вирішені завдання, поставлені у вступі.

Виявлені падіння потужності в мережевих елементах у таких випадках: мінімальний та аварійний режим. Також виявлено потоки потужностей в мережі. Надані значення напруги у вузлах мережі, задаються з урахуванням падіння напруги на ділянках мережі.

В жодному з режимів значення напруги в вузлових точках не перевищували допустимих значень, що відповідає правилам. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності компенсаційними пристроями для регулювання напруги не потрібна.

У процесі розрахунку електричної частини підстанції перевіряли правильність вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів і вибір проводився на основі струмів короткого замикання високовольтних пристроїв РУ, вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

Під час виконання розрахунку релейного захисту трансформатора підстанції ТП-1 проводився розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту та максимального струмового захисту із комбінованим пуском по напруги.

При розробці способу визначення наявності спотворень якості електричної енергії було розглянуто три методи обробки сигналів (Фур'є, Котельникова, Лапласа) через порівняння їх функціональних можливостей. Розраховано алгоритм та спосіб визначення наявності спотворень ЯЕЕ. Проведена робота має створити передумови для:

- підвищення ефективності точності та швидкодії процесів визначення та ідентифікації спотворень інформаційних сигналів;
- підвищення надійності та зменшення аварійності систем електропостачання за рахунок визначення наявності спотворень якості електричної енергії своєчасно.

Резюмуючи вищевикладене доцільно зробити висновок, що всі поставлені завдання були вирішені повною мірою і дана робота задовольняє повністю всі вимоги.



### Список використаної літератури:

1. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Викладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебедка. – Суми: Вид-во СумДУ, 2017. – 34 с.
2. Андреев В.А. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання. -М.: Вища школа, 2006.
3. Правила улаштування електроустановок. - Х: Факт, 2014.
4. Идэльчик В. И. Электричные системы и сети. - Пособие для вузов. М. Вища школа 1989, 592 с.
5. Шабад М.А. Розрахунки релейного захисту та автоматики розподільних мереж. -М.: Вища школа, 1985.
6. Конспект лекцій з курсу «Електричні системи і мережі». Викладач - Лебединський І.Л. Суми, СумДУ.
7. Кривенко В.В., Новела В.Н. Релейний захист і автоматика систем електропостачання: Навч. Посібник для вузів. - М.: Енергоіздат, 1981.
8. Неклепаев Б. Н. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебн. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с
9. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с
10. Силкові трансформатори. Технічні відомості. Суми СумДУ 2005. Склад Лебединський І.Л.
11. Ананічева С. С., А. Л. Мизін. Довідкові матеріали для курсового і дипломного проектування. Єкатеринбург 2005.

					БР 3.6.141.528 ПЗ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 12.Блок В.М. Электричні мережі і системи. - М .: Вища школа, 1986.
- 13.Довідник з проектування електроенергетичних систем. / Под ред. І.М. Шапіро, С.С. Рокотян. - М .: Вища школа, 1986.
- 14.Качество электрической энергии в системах электроснабжения: Уч. пособие// О.Г.Гриб, Г.А Сендерович, Д.Н.Калюжный, О.Н.Довгалюк, Д.В.Бородин, И.Р.Левин, Ю.С.Громадский, В.И.Васильченко; Под редакцией О.Г.Гриб. – 1-е изд., - Харьков: ХНАГХ, 2005.
- 15.О.Г.Гриб, А.В.Сапрыка, Д.В.Бородин. Анализ качества электрической энергии в сетях общего пользования 0,4 кВ – Світлотехніка та електроенергетика, № 1 (9), Харків,.2007, С. 53.
- 16.Суржиков М.В Магістерська дисертація на тему: «Підвищення точності визначення показників якості електричної енергії» 2018р.
- 17.Василега, П.О. «Електропостачання» Суми, СумДУ, 2019. - 521 с.
- 18.ДСТУ 2790-94. Системи електропостачання номінальною напругою до 1000 В; джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
- 19.Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року 258. – Київ, 2006. – 181